

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Исследование процесса транспортировки высоковязкой нефти с помощью модели в среде графического программирования»

УДК 622.692:665.6.035.6:004.9

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Мисюн Максим Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД ИШПР	Никульчиков Виктор Кенсоринович	к.т.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ОСГН ШБИП	Макашева Юлия Сергеевна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ООД ШБИП	Немцова Ольга Александровна			

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель ОИЯ ШБИП	Щеголихина Юлия Викторовна	к.фил.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков Пётр Владимирович	д.т.н, профессор		

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

по Основной образовательной программе подготовки магистров

по направлению **21.04.01 «Нефтегазовое дело»**

Профиль подготовки: *Надежность газонефтепроводов и хранилищ.*

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы—в области интеллектуальной собственности</i>	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
в области производственно-технологической деятельности		
P3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i>	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»		
P9	Организация технологического сопровождения планирования и оптимизации потоков углеводородного сырья и режимов работы технологических объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.008 Специалист по диспетчерско-технологическому управлению нефтегазовой отрасли
P10	Организация ТОиР, ДО нефте- и газотранспортного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.013 " Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"
P11	Повышение надежности, долговечности, эффективности газотранспортного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.013 " Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП ОНД ИШПР

(Подпись) _____ (Дата) Бурков П.В.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Б	Мисюн Максиму Александровичу

Тема работы:

«Исследование процесса транспортировки высоковязкой нефти с помощью модели в среде графического программирования»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

от 12.03.2018 г. №1624/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

Данные о протяжённости и диаметре участка нефтепровода НПС « » - НПС « », вязкостно-температурная характеристика транспортируемой нефти, ставки тарифов на перекачку.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<p>Аналитический обзор литературных источников с целью определения особенностей перекачки высоковязких нефтей, опыта использования метода «горячей» перекачки на нефтепроводах. Обзор основных методов моделирования работы «горячего» нефтепровода, моделирование участка нефтепровода с помощью пакета графического программирования. Параметрическое исследование на предмет влияния отдельных параметров перекачки на работу нефтепровода участка НПС «[REDACTED]» - НПС «[REDACTED]». Заключение о возможностях применения программного комплекса. Разработка разделов «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение», «Социальная ответственность» и раздел на немецком языке. Заключение по работе.</p>
<p>Перечень графического материала</p>	
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Макашева Юлия Сергеевна, ассистент ОСГН ШБИП</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Немцова Ольга Александровна, ассистент ООД ШБИП</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>1 Обзор литературы</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>05.09.2017 г</p>
--	---------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Никульчиков Виктор Кенсоринович.	к.т.н, доцент		05.09.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Мисюн Максим Александрович		05.09.2017

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 82 с., 19 рис., 18 табл., 42 источника, 1 прил.

Ключевые слова: транспортировка нефти, высоковязкая нефть, предварительный подогрев нефти, теплогидравлический расчёт, экономическая эффективность, охрана труда.

Объектом исследования является магистральный нефтепровод в условиях пресечённой местности, транспортирующий высоковязкую нефть.

Цель работы – разработка модели транспорта высоковязкой нефти на участке трубопровода в условиях пресечённой местности с помощью пакета графического программирования LabView.

В процессе исследования проводились анализ известных методов транспортировки высоковязких и тяжёлых нефтей, анализ математических моделей транспорта нефти, разработка и реализация математической модели транспортировки высоковязкой нефти с помощью пакета графического программирования, теплогидравлический расчёт по данным реального нефтепровода. Приведены мероприятия по охране труда и окружающей среды.

В результате исследования было разработано программное обеспечение, которое позволяет отслеживать основные параметры перекачки нефти: температура, давление, плотность и вязкость, что даёт возможность быстро обрабатывать полученную информацию, проводить параметрические исследования и принимать проектные решения.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: участок магистрального нефтепровода в районе Крайнего Севера с пунктом предварительного подогрева нефти

Область применения: проектирование работы магистральных нефтепроводов, транспортирующих высоковязкую нефть методом предварительного подогрева, учебно-методические цели.

Экономическая эффективность при применении технологии транспорта нефти в указанных условиях увеличивается на 42,1% при ведении транспорта в оптимальном режиме работы насосного оборудования

Оглавление

Введение.....	8
1 Обзор литературы.....	10
1.1 Анализ регионального распределения.....	10
1.2 Анализ существующих методов перекачки высоковязких нефтей	12
1.3 Опыт применения транспорта нефти с предварительным подогревом.....	17
1.4 Обзор методов моделирования.....	18
2 Разработка модели нефтепровода с «горячей» перекачкой в среде графического программирования LabView	28
2.1 Разработка математической модели транспортировки высоковязкой нефти на участке с подогревом	28
2.2 Разработка модели в среде графического программирования LabView	33
2.3 Обработка экспериментальных данных на примере нефтепровода «Уса – Чикшино»..	41
3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	50
3.1 SWOT-анализ	50
3.2 Оценка готовности проекта к коммерциализации.....	51
3.3 План проекта	53
3.4 Расчёт экономического эффекта перекачки с подогревом	55
3.5 Расчёт снижения потребления электроэнергии	57
4 Социальная ответственность.....	60
4.1 Профессиональная социальная безопасность	61
4.2 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды и обоснование мероприятий по их устранению.....	61
4.2.1 Полевые работы.....	61
4.2.2 Камеральные работы.....	65
4.3 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды и обоснование мероприятий по их устранению.....	69
4.3.1 Полевые работы.....	69
4.4 Законодательное регулирование проектных решений.....	75
Заключение.....	77
Список использованных источников.....	79
Приложение А. Eigenschaften und Besonderheiten von Erdöl	83

					Исследование процесса транспортировки высоковязкой нефти с помощью модели в среде графического программирования				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Мисюн М.А.			Оглавление	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Никульчиков В.К.					7	100	
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6Б			
Рук-ль ООП		Бурков П.В.							

Введение

Проблема транспортировки высоковязкой нефти наиболее важна. Протяжённость трубопровода достигает нескольких сотен километров, создать оптимальные термобарические условия по всему участку крайне сложно, в результате чего высоковязкая нефть претерпевает многократные изменения дисперсности, что отражается на ее вязкостных свойствах. Всё это вызывает резкие колебания гидродинамического сопротивления трубопроводной аппаратуры и, как следствие, увеличению затрат энергии и финансовых затрат, что делает транспорт таких нефтей менее эффективным и экономически выгодным.

На сегодняшний день не существует универсальной модели, способной описать все критерии и особенности транспортировки высоковязкой нефти по трубопроводу с учётом пресеченной местности. Для нестационарных течений часто применяют какие-либо допущения или предположения ввиду того, что получить простые расчётные формулы для сложной трубопроводной системы не всегда возможно.

Таким образом, цель дипломного проекта заключается в разработке модели транспорта высоковязкой нефти на участке трубопровода в условиях пресеченной местности с помощью пакета графического программирования LabView.

Задачами для выполнения цели поставлены:

- 1) Проанализировать существующие методы перекачки высоковязких нефтей;
- 2) Разработать математическую модель работы «горячего» нефтепровода и реализовать её с помощью пакета графического программирования LabView;

					<i>Исследование процесса транспортировки высоковязкой нефти с помощью модели в среде графического программирования</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Мисюн М.А.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никульчиков В.К.					8	100
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6Б		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

- 3) Исследовать полученную модель на данных реального нефтепровода, использующего технологию предварительного подогрева нефти.
- 4) Рассчитать экономическую эффективность применения технологии предварительного подогрева нефти на рассматриваемом участке.
- 5) Определить меры безопасности для предупреждения и устранения последствий возможных чрезвычайных ситуаций при транспорте высоковязкой нефти.

Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на XXII Международном научном симпозиуме студентов и молодых учёных имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» (г. Томск, 2018 г.).

					Введение	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 Обзор литературы

1.1 Анализ регионального распределения

К классу высоковязких согласно [3] относятся нефти с вязкостью более 30 мПа*с. Запасы тяжёлой нефти России оцениваются в 6,2 млрд. т., что составляет около 84% от запасов высоковязких нефтей СНГ). Бассейны с высоковязкой (в среднем) нефтью расположены в основном на европейской территории России (Волго-Уральский, Днепровско-Припятский, Прикаспийский и Тимано-Печорский). В азиатской части России к таковым относится Енисейско-Анабарский бассейн [13].

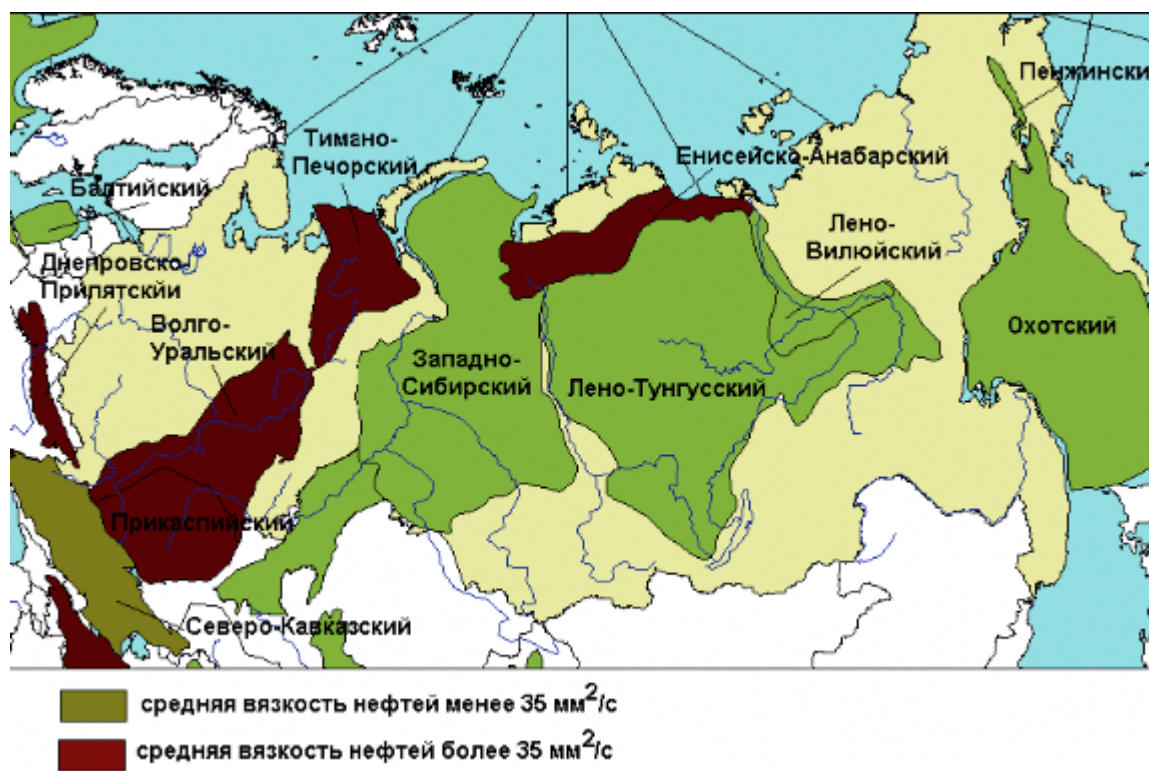


Рисунок 1 – Распределение нефтегазоносных бассейнов по вязкости нефти

Наибольшей вязкостью обладают нефти Тимано-Печорского бассейна, их средняя вязкость более 1000 мм²/с. В Волго-Уральском, Днепровско-Припятском, Енисейско-Анабарском, Прикаспийском нефтегазовых бассейнах средняя вязкость по бассейну превышает 35 мм²/с.

					Исследование процесса транспортировки высоковязкой нефти с помощью модели в среде графического программирования			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Мисюн М.А.			Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никульчиков В.К.					10	100
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6Б		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

Таблица 1 – Распределение высоковязких нефтей России по бассейнам и месторождениям

Нефтегазоносный бассейн	Объём выборки из БД	Количество образцов ВВН в бассейне	Количество месторождений с высоковязкими нефтями	Средне-бассейновая вязкость нефтей, мм ² /с
Балтийский	29	-	-	7,31
Волго-Уральский	2662	544	182	47,12
Днепровско-Припятский	663	32	15	37,54
Енисейско-Анабарский	64	3	3	84,48
Западно-Сибирский	2644	28	26	23,12
Лено-Вилуйский	156	-	-	11,43
Лено-Тунгусский	689	54	14	23,38
Охотский	302	15	9	25,74
Пенжинский	8	-	-	2,34
Прикаспийский	461	103	32	109,72
Северо-Кавказский	1519	62	25	29,22
Тимано-Печорский	343	14	9	1221,45

Распределение высоковязких нефтей по административным регионам Российской Федерации дано на рис. 2, из которого видно, что наибольшее количество ВВН (более 70%) находится на территориях 5 регионов: в Пермской области (более 31%), Татарстане (12,8%), в Самарской области (9,7%), в Башкортостане (8,6%) и Тюменской области (8,3%).

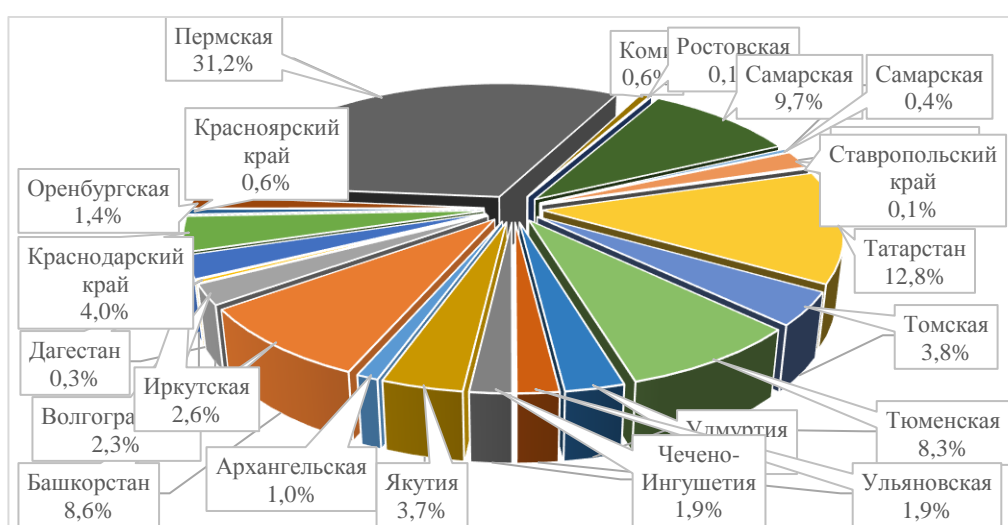


Рисунок 2 – Распределение высоковязких нефтей по регионам России

В большинстве своём тяжёлые нефти России сернистые, высокосмолистые и высокоасфальтенистые, но малопарафинистые. Большая часть залегает на глубине от 1000 до 2000 м.

Большая часть месторождений высоковязкой нефти находится в труднодоступных районах, поэтому целесообразна перспектива транспортировка высоковязкой нефти к местам её переработки.

1.2 Анализ существующих методов перекачки высоковязких нефтей

Известно значительное число методов и способов перекачки аномальных нефтей. Однако из-за огромного разнообразия характеристик нефтей, климатических и геокриологических условий, в которых работают трубопроводы, их протяжённости и производительности каждый отдельный способ обладает своими недостатками, поэтому в настоящее время не существует универсальной технологии, которая смогла бы обеспечить рациональную транспортировку всех высоковязких и высокозастывающих нефтей. Поэтому в каждом отдельном случае выбор способа перекачки является сложной задачей и должен быть обоснован технико-экономически [1].

Наибольшее распространение получил способ *«горячей» перекачки*. Он предусматриваетно нагрев нефти перед ее закачкой в трубопровод и периодический подогрев нефти по мере ее остывания в процессе движения. Остывающая по мере движения за счет теплообмена с окружающей средой нефть проходит через пункты подогрева, которые установлены по трассе трубопровода через каждые 25–100 км. Далее нефть попадает на промежуточную насосную станцию, где также установлены подогреватели и все повторяется снова. В итоге нефть попадает в резервуары конечного пункта, также оборудованных системой подогрева [8].

Существует несколько методов транспортировки высоковязких нефтей с подогревом. Для коротких (чаще нефтебазовых) трубопроводов применяют варианты электроподогрева:

- путём пропуска электрического тока по телу трубы;

					Обзор литературы	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- применяя электронагревательные элементы в виде специальных кабелей и лент [4].

Суть метода *гидротранспорта* высоковязких нефтей заключается в совместной перекачке нефти и воды. Вода, контактируя со стенками трубы, снижает гидравлические потери. Наибольшее распространение получили способы создания кольцевого слоя воды с применением винтовой нарезки заводского изготовления или подачи воды через кольцевые муфты с тангенциальными отверстиями, расположенными перпендикулярно потоку нефти. С увеличением дальности перекачки происходит резкое увеличение перепада давления в трубопроводе. Это происходит из-за неизбежного гравитационного расслоения нефти и воды [4]. Существует другой способ гидротранспорта. При смешении высоковязкой нефти и воды в определённой пропорции образуется эмульсия типа «нефть в воде». Водяная плёнка, которой окружены частицы нефти, препятствует контакту нефти с внутренней поверхностью трубы. При использовании данного способа гидроперекачки возникает опасность инверсии фаз, т.е. превращения эмульсии типа «нефть в воде» в эмульсию типа «вода в нефти», при изменении скорости или температуры перекачки. К недостаткам также относится явление диспергирования фаз в насосах с образованием трудноразрушаемых эмульсий. Поэтому перекачка водонефтяных эмульсий по трубопроводам с промежуточными насосными станциями также нежелательно [3].

Разбавители способствуют существенному снижению вязкости и температуры застывания нефти. Это достигается путём понижения концентрации парафина в смеси, который растворяют лёгкие фракции разбавителя. При наличии в маловязкой жидкости, используемой в качестве разбавителя, асфальтосмолистых веществ происходит процесс их адсорбции на поверхности кристаллов парафина, что препятствует образованию прочной структурной решетки.

Использование в качестве *разбавителей* маловязких нефтей наиболее целесообразно. Разбавление бензином и керосином не применяется из-за

					Обзор литературы	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

больших капитальных и эксплуатационных затрат на доставку их к месторождению. На месторождениях, где добываются нефти разных свойств, можно добиться резкого снижения вязкости и температуры застывания смеси, разбавляя высоковязкие нефти маловязкими. И, таким образом, облегчить перекачку.

В общем случае тип разбавителя выбирается исходя из расчёта суммарных затрат на получение, доставку и смешение разбавителя, а также транспортировку смеси. Кроме того, смешивая высокопарафинистые нефти с маловязкими, можно получить смеси заранее определённого состава и стабилизировать таким образом работу нефтепровода [2].

Реологические свойства нефтяной смеси во многом зависят от температуры смешиваемых компонентов. Для получения гомогенной смеси смешение производится при температуре на 3–5 градусов выше температуры застывания вязкого компонента. При неблагоприятных условиях смешения эффективность разбавителя в значительной степени уменьшается, что может привести к расслоению смеси.

Сущность технологии *перекачки газонасыщенных нефтей* состоит в поддержании на последней ступени сепарации давления большего, чем атмосферное. Таким образом, в нефти сохраняется в растворенном состоянии большая часть тяжелых, наиболее ценных компонентов нефтяного газа, а затем обеспечивают такое давление в нефтепроводе, при котором ни в одной его точке растворенный газ не выделялся из нефти. К опасностям при перекачке газонасыщенных нефтей относится срыв работы центробежных насосов при попадании в них выделившихся в результате отклонения от проектного режима растворённого газа. Чтобы аварийную ситуацию на входе в насосные устанавливают буферные ёмкости, предназначенные для отделения свободного газа от нефти.

К преимуществам данного метода перекачки следует отнести возможность утилизации нефтяного газа, увеличение коэффициента загрузки нефтепровода, снижение загрязнения окружающей среды. Однако, чтобы

					Обзор литературы	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

обеспечить нормальную работу насосов необходимо либо отбирать перед их входом весь нерастворённый газ, либо создавать на перекачивающих станциях запас давления, обеспечивающий транспорт газонасыщенной нефти в однофазном состоянии по всей длине нефтепровода, что влечёт за собой дополнительные материальные затраты. Также существует опасность разгазирования нефти при остановках трубопровода и образования газовых пробок [15].

Сущность *метода механического воздействия* состоит в высоковязкой нефти до образования в ней парафинистой структуры, которую затем разрушают механическим путём. Смолы и асфальтены, которые содержатся в нефти, препятствуют повторному образованию парафиновой структуры. Для разрушения парафиновых структур могут применяться специальные мешалки, устройства для виброобработки, диафрагмы и т.д. [5]

Применение *депрессорных присадок (депрессаторов)* – один из перспективных и выгодных способов улучшения реологических свойств высоковязкой нефти. Депрессаторами называют вещества, уменьшающие температуру застывания, вязкость и предельное напряжение сдвига парафинистой нефти.

Асфальто-смолистые вещества, которые содержащиеся в нефти могут быть использованы в качестве природных депрессаторов. Поэтому одним из способов улучшения реологических свойств высоковязких нефтей является добавка к ним продуктов, богатых асфальто-смолистыми веществами – гудрона, битума и др. Для обеспечения должного эффекта от обработки нефти присадками, их вводят в нефть при температуре 60–70 °С [11]. При этой температуре основная масса твердых парафинов находится в растворенном состоянии. При температурах ниже температуры кристаллизации парафина эффект от обработки нефти присадкой будет низким. К факторам, влияющим на эффективность действия присадок, относятся также интенсивность перемешивания (режим течения) и темп охлаждения нефти. Реологические свойства обработанной нефти, охлаждающейся при турбулентном режиме

					Обзор литературы	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

течения, значительно хуже, чем при ламинарном. На сегодняшний день отсутствует универсальная присадка, которая могла бы быть пригодной для всех высоковязких или хотя бы большой группы нефтей [7].

Большое внимание уделяется разработке комплексов обработки нефти *кавитационным воздействием*. Акустическая кавитация является эффективным средством концентрации энергии звуковой волны низкой плотности в высокую плотность энергии, связанную с пульсациями и захлопыванием кавитационных пузырьков [12].

Кавитационная обработка жидкости способствует ее активации, изменяет ее физико-химические свойства, интенсифицирует химико-технологические процессы. Кавитация приводит к глубоким структурным изменениям в молекулярном составе углеводородов, повышает степень дисперсности асфальтенов. Под воздействием кавитации происходит разрыв углеродной связи в молекулах парафина, что означает изменение их физико-химических свойств: уменьшение молекулярного веса и температуры кристаллизации. Обработка нефти электрическим и магнитным полями может дать значительное улучшение ее реологических свойств. Установка для обработки магнитным полем представляет собой группу последовательно установленных на трубопроводе электромагнитов. При воздействии магнитного поля протекают рекомбинационные процессы, связанные с диссоциацией и ассоциацией с участием высокомолекулярных фрагментов смолистых компонентов. Электрическое поле воздействует на парафины и асфальтены, которые объединяются в частицы микроразмера.

В конечном счёте, выбор способа перекачки, метода улучшения реологических свойств перекачиваемого продукта базируется на индивидуальных физико-химических характеристиках продуктов и требует определённой исследовательской работы, как в лабораторных условиях, так и на полупромышленных установках. Однако «горячая» перекачка является наиболее распространенным способом транспорта высоковязких нефтей и, несмотря на ряд отрицательных сторон, служит эталоном при проведении технико-

					Обзор литературы	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

экономических расчётов для выбора какого-либо способа перекачки.

Будучи заинтересованными в выгодной перекачке тяжёлой нефти, нефтяные компании также активно работают над технологиями транспортировки. Так во второй половине 2015 года на базе Ухтинского горно-нефтяного колледжа УГТУ была открыта лаборатория компании «Транснефть-Север». Лаборатория предназначена для изучения студентами и аспирантами нефтей с повышенными показателями вязкости и содержания парафина. Создание лаборатории связано с необходимостью изучения действующих «горячих» нефтепроводов «Уса-Ухта» и «Ухта-Ярославль», по которым транспортируется нефть Тимано-Печорского бассейна с аномальными свойствами (высокая температура застывания, высокая вязкость и др.).

1.3 Опыт применения транспорта нефти с предварительным подогревом

На территории России и стран бывшего СССР известны следующие «горячие» нефтепроводы:

Таблица 2 – «Горячие» нефтепроводы России и стран бывшего СССР

Название	Протяжённость, км	Диаметр, мм	Территория
Узень – Гурьев – Куйбышев	1380	1020	РФ и Казахстан
Уса – Ухта – Ярославль	1123	820	РФ
Заполярье – Пурпе	487	1020	РФ
Озек – Суат – Грозный	144	-	Грузия
Долина – Дрогобыч	47	112	Украина
Кум-Даг – Вышка	40	-	Турменистан

Нефтепровод «Уса – Ухта – Ярославль» связывает Тимано-Печорский нефтегазовый бассейн с трубопроводной системой России. «Ванкор – Пурпе» длиной 543 км и диаметром 820 мм, «Заполярье – Пурпе» длиной 448 км и диаметром 1020 мм оснащены нетипичными для своего проекта подогревателями OMV BONO, которые подогревают среду до 60°C. Данный нефтепровод обеспечивает транспортировку нефти из Енисейско-Анабарского бассейна, его расход составляет 45 млн. тонн в год. На подземных участках

нефтепровода толщина теплоизоляционного покрытия составляет 75 мм, 100 мм – на надземных. На участке нефтепровода «Уса – Ухта» уже транспортируется высоковязкая нефть. С 2006 года введён в эксплуатацию пункт подогрева на НПС «Чикшино», где среда нагревается до температур 40-60°C. По трубопроводу перекачивается смесь высоковязких усинской и ярегской нефтей. На участке «Ухта – Ярославль» планируется установка ещё одного пункта подогрева. По данным разведки, дальнейшее освоение этих районов обещает лишь увеличение вязкостных свойств, а значит и осложнение транспортировки нефтей.

Таким образом, большой опыт проектирования и эксплуатации «горячих» нефтепроводов помогает в изучении и реализации новых проектов, служит базой для изучения особенностей и усовершенствования методов и технологии перекачки.

1.4 Обзор методов моделирования

Поскольку физическое наблюдение за процессами, протекающими в трубопроводе при перекачке нефтепродуктов, невозможно, для их изучения чаще всего применяют методы моделирования.

К основным целям моделирования относятся: получение, обработка, представление и использование информации об объектах, взаимодействующих между собой и внешней средой; модель является средством познания свойств и закономерностей объекта.

Раздел науки, в котором изучаются способы исследования свойств объектов-оригиналов на основе замещения их другими объектами-моделями, называется теорией моделирования. Основу теории моделирования составляет теория подобия. В моделировании нет необходимости в абсолютном подобии, модель должна стремиться к достаточно хорошему отображению исследуемой стороны функционирования объекта. Абсолютное подобие достижимо только в случае замены одного объекта другим точно таким же.

Модели поддаются следующей классификации (рис. 3)

					Обзор литературы	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

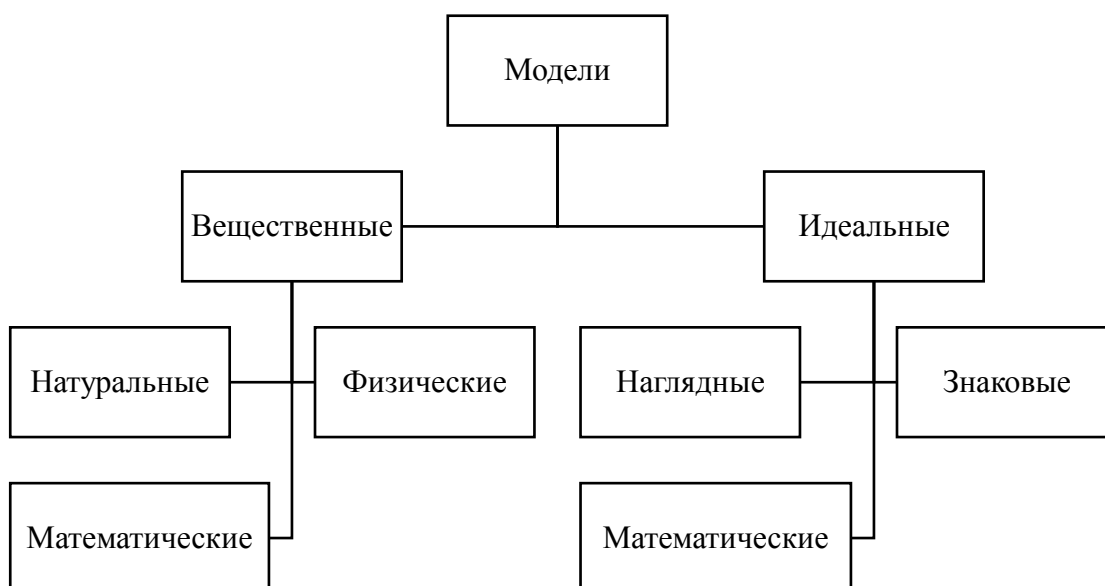


Рисунок 3 – Классификация моделей

К вещественным моделям относят аналоговые, цифровые, структурные, геометрические и кибернетические модели.

К идеальным моделям относят чертежи, схемы, графики, графы, аналоги, структурные и геометрические модели.

К идеальным знаковым моделям относятся алфавит, символы, упорядоченная запись, языки программирования, топологическая запись, сетевое представление.

Идеальные математические модели – это функциональные, аналитические, имитационные, комбинированные модели.

В данной классификации некоторым моделям свойственно двойное определение. Поскольку все модели, кроме натуральных, представляют собой результат абстрактного мышления, их можно объединить в один класс мысленных моделей.

Математическое моделирование является – один из наиболее универсальных методов моделирования. Его суть в постановке системы математических соотношений в соответствии моделируемому физическому процессу. Решение этой системы позволяет определить поведение объекта без создания физической модели, которая часто может быть дорогостоящей или неэффективной.

Процесс построения математической модели состоит из определения

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

связей между разными процессами и явлениями, создания математического аппарата, который позволяет выразить связь между процессами и явлениями в качественном и количественном виде, другими словами, между физическими величинами, представляющими интерес и факторами, влияющими на конечный результат.

Как правило, ввести в модель всю совокупность факторов не удаётся. При построении математической модели возникает необходимость отсеивать те факторы, которые незначительно влияют на конечный результат. Таким образом, для математической модели характерно значительно меньшее число факторов по сравнению с реальной действительностью. На основе полученных экспериментальных данных строятся предположения и гипотезы о связи между величинами и факторами, которые были введены в модель. Эта связь может быть выражена системами дифференциальных уравнений в частных производных.

Конечная цель этапа моделирования – формулирование математической задачи, решение которой позволяет получить интересующие результаты с необходимой точностью.

К математическим моделям предъявляются следующие требования:

- точность – степень совпадения предсказанных с помощью модели значений параметров объекта с их истинными значениями;
- экономичность затрат машинного времени;
- универсальность – возможность применять к анализу группы однотипных объектов.

Обзор существующих математических моделей нефтепровода

Математическая модель участка нефтепровода строится на законах сохранения массы и сохранения количества движения.

Закон сохранения массы гласит: масса любой части материальной системы, находящейся в движении, не зависит от времени и является величиной постоянной. Поскольку скорость изменения постоянной величины равна нулю, полная производная по времени от массы любой части рассматриваемой системы

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

будет так же равна нулю. Интегральная форма закона сохранения массы записывается в виде:

(1)

где $\rho(x)$ – плотность
 x – координата точки;

$$\frac{d}{dt} \int_{\Omega} \rho(x) dV = 0 \quad \text{вещества;}$$

Ω – произвольный объём системы;

dV – дифференциал объёма;

Путём преобразования уравнения (1) получаем закон сохранения массы в дифференциальной форме:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \operatorname{div}(\rho U) = 0. \quad (2)$$

Закон сохранения количества движения гласит: скорость изменения количества движения любой части материальной системы, находящейся в движении, равна сумме всех внешних сил. Математически закон запишется в виде [3]

$$\frac{d}{dt} \int_{\Omega} (\rho U) dV = F, \quad (3)$$

где $F = \int_{\Omega} F_V dV + \int_S F_S dS$

F_V – силы, обусловленные действием силовых полей;

F_S – силы, действующие на единицу поверхности.

При построении математической модели неизотермического течения жидкости в подземном трубопроводе автором предлагаются следующие допущения:

1. в силу большой протяженности магистральных трубопроводов система считается одномерной и все параметры процесса осредняются по сечению трубы;

2. пункты подогрева и насосные станции, расположенные по трассе считаются точечными из-за малости размеров по сравнению с длиной трубопровода;
3. трубопровод разделен на участки между пунктами подогрева, которые будем именовать линейными; по длине трубопровода отсутствуют промежуточные источники массы;
4. трубопровод является круглой трубой с постоянным сечением по длине;
5. рассматривается однофазная несжимаемая вязкопластичная жидкость, течение которой описывается зависимостью:

$$\tau = \tau_0 + \mu \frac{\partial v}{\partial n}, \quad (4)$$

где $\tau = \tau(x, t)$ – напряжение сдвига;

$\tau_0 = \tau_0(x, t)$ – предельное напряжение сдвига;

$v = v(x, t)$ – скорость течения нефти;

$\mu = \mu(x, t)$ – динамическая вязкость нефти;

n – нормаль к плоскости соприкосновения слоёв жидкости;

x – линейная координата;

t – время.

Течение жидкости в подземном трубопроводе описывается системой дифференциальных уравнений движения, неразрывности и энергии.

При установившемся режиме неизотермическом движении вязкопластичной несжимаемой жидкости (нефти) на линейных участках нефтепровода система примет следующий вид:

$$\frac{dP}{dx} = -\rho g \left[\frac{dH}{dx} + \beta \left(\frac{\pi v^{2-m}}{4} \right) \frac{v^m}{D^{m+1}} + \frac{16\tau_0}{3\rho g D} \right]; \quad (5)$$

$$\frac{\partial v}{\partial x} = 0; \quad (6)$$

$$\frac{dT}{dx} = \frac{\lambda}{\rho c v} \frac{d^2 T}{dx^2} + \frac{g}{c} \left[\beta \left(\frac{\pi v}{4} \right)^{2-m} \frac{v^m}{D^{m+1}} + \frac{16\tau_0}{3\rho g D} \right] + \frac{4k}{\rho c D v} (T_{окр} - T), \quad (7)$$

где β и m – коэффициенты, значение которых определяется режимом течения нефти (табл. 3)

Таблица 3 – значение коэффициентов β и m при разных режимах течения

Режим течения	β	m
ламинарный	$\frac{128}{\pi g}$	0,25
зона гидравлически гладких труб	$\frac{0,242}{g}$	0,25
область «смешанного» трения	$0,0802 \cdot 10^{\left(0,1271 \lg \frac{k}{D} - 0,67\right)}$	0,123
«квадратичное» трение	$0,0826 \cdot \lambda_z$	0

И.А. Чарный первым ввёл силы трения в дифференциальные уравнения неустановившегося движения жидкости. В результаты исследований им были получены дифференциальные уравнения, учитывающие гидравлические сопротивления движущейся сжимаемой жидкости.

$$\begin{cases} \frac{\partial M}{\partial t} + \frac{\partial I}{\partial x} = -F \frac{\partial p}{\partial x} - \tau_x \chi; \\ \frac{\partial(\rho F)}{\partial t} + \frac{\partial M}{\partial x} = 0, \end{cases}, \quad (8)$$

где M – массовый расход жидкости через поперечное сечение F трубы;

I – количество движения массы жидкости, которое определяется через среднюю скорость в сечении ω , учитывая поправку Кариолиса β на неравномерное распределение скоростей;

p – среднее давление в сечении;

x – линейная координата по оси трубы;

t – время;

χ – смоченный периметр;

τ_x – средняя по смоченному периметру.

И.А. Чарный показал возможность пренебречь динамическим давлением в случае движения жидкости с дозвуковой скоростью. На основании этого уравнения (8) принимают вид:

$$\begin{cases} -\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{\partial(\rho\omega)}{\partial t} + \frac{\lambda\rho\omega^2}{8\delta}, \\ -\frac{\partial p}{\partial t} = c^2 \frac{\partial(\rho\omega)}{\partial x} \end{cases}, \quad (9)$$

Также И.А. Чарный предложил метод линеаризации, суть которого заключается в замене члена с квадратичным уравнением системы (9) специально подобранным линейным членом, т.е.

$$\frac{\lambda\rho\omega^2}{8\delta} = \left(\frac{\lambda\omega}{8\delta}\right)\rho\omega = 2a(\rho\omega), \quad (10)$$

где $2a = \text{const}$

С учётом этого уравнения примут вид:

$$\begin{cases} -\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{\partial Q}{\partial t} + 2aQ \\ -\frac{1}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\partial Q}{\partial x} \end{cases}, \quad (11)$$

где $Q = \rho\omega$ – массовая скорость частиц жидкости;

c – скорость звука в данной среде.

Система уравнений (11) представляет собой частный случай телеграфных уравнений с постоянными коэффициентами. Для (11) И.А. Чарным получено решение задач для случая, когда на одном конце трубопровода задано давление, а на другом – линейная комбинация скорости и ее производной как функции времени. Полученные методом контурного интегрирования в плоскости комплексной частоты аналитические результаты используются для решения практических вопросов: гидравлический удар вязкой жидкости в простом трубопроводе, колебательные процессы в обвязке компрессорных станций, аккумулирующая способность магистральных трубопроводов и др.

Данная модель не учитывает температурный режим работы нефтепровода, поэтому не применима для исследования процесса перекачки высоковязких нефтей.

Прокопов А.А. предложил модель в виде передаточных функций. Объектом исследования является система перекачки жидкости, разбитая на шесть участков, при наличии точки отбора.

$$W_{2p1} = \frac{P_1}{Q_1} = \frac{1}{\Delta(s)} \cdot \begin{vmatrix} 1 & 0 & m_{12} \\ 0 & 1 & m_{22} \\ 1 & k_p & 0 \end{vmatrix} = \frac{-(m_{12} + k_p \cdot m_{22})}{m_{11} + k_p \cdot m_{21}} =$$

$$= \frac{-[1/h(s) \cdot sh((h(s)(l_1 + l_2)) + k_p \cdot ch((h(s)(l_1 + l_2)))]}{ch((h(s)(l_1 + l_2)) + k_p \cdot h(s) \cdot sh((h(s)(l_1 + l_2)))}, \quad (12)$$

$$W_{2p2} = \frac{P_1}{Q_6} = \frac{1}{\Delta(s)} \cdot \begin{vmatrix} 1 & 0 & m_{13} \\ 0 & 1 & m_{23} \\ 1 & k_p & 0 \end{vmatrix} = \frac{-(m_{13} + k_p \cdot m_{23})}{\Delta(s)} =$$

$$= \frac{-[1/h(s) \cdot sh((h(s)l_2) + k_p \cdot ch((h(s)l_2)))]}{\Delta(s)}, \quad (13)$$

$$W_{2p3} = \frac{Q_4}{Q_1} = \frac{1}{\Delta(s)} \cdot \begin{vmatrix} 1 & m_{12} & -m_{11} \\ 0 & m_{22} & -m_{21} \\ 1 & 0 & 0 \end{vmatrix} = \frac{1}{\Delta(s)}; \quad (14)$$

$$W_{2p4} = \frac{Q_4}{Q_6} = \frac{1}{\Delta(s)} \cdot \begin{vmatrix} 1 & m_{13} & -m_{11} \\ 0 & m_{23} & -m_{21} \\ 1 & 0 & 0 \end{vmatrix} = \frac{ch[h(s)l_1]}{\Delta(s)}; \quad (15)$$

$$W_{2p5} = \frac{P_4}{Q_1} = \frac{1}{\Delta(s)} \cdot \begin{vmatrix} m_{12} & 0 & -m_{11} \\ m_{22} & 1 & -m_{21} \\ 0 & k_p & 0 \end{vmatrix} = \frac{k_p}{\Delta(s)}; \quad (16)$$

$$W_{2p6} = \frac{P_4}{Q_6} = \frac{1}{\Delta(s)} \cdot \begin{vmatrix} m_{13} & 0 & -m_{11} \\ m_{23} & 1 & -m_{21} \\ 0 & k_p & 0 \end{vmatrix} = \frac{k_p \cdot ch[h(s)l_1]}{\Delta(s)}, \quad (17)$$

где $h(s) = 1/c \cdot \sqrt{s^2 + 2as}$;

$$\Delta s = ch((h(s)(l_1 + l_2)) + k_p \cdot h(s) \cdot sh((h(s)(l_1 + l_2)));$$

l_1 – длина нефтепровода до точки отбора;

l_2 – длина нефтепровода после точки отбора;

Данная модель также не подходит для расчёта процессов «горячей» перекачки, поскольку расчёт производится только для давления и расхода, не учитывая температуру среды.

Программный комплекс NIPAL 3.0 даёт возможность полноценно моделировать различные режимы работы нефтепровода: пусковые и переходные режимы, остывание трубопроводов, транспортирующих нефть со сложной реологией. Математическая модель включает тепловое уравнение, применимое для нестационарного режима перекачки.

$$\frac{c_p \rho R^2}{\lambda} \frac{\partial T}{\partial t} + \frac{c_p \rho \omega_0 R^2}{\lambda} W \frac{\partial T}{\partial z} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{R^2}{\lambda} \left[\mu \left| \frac{\omega_0}{R} \frac{\partial W}{\partial r} \right|^{n+1} + \tau_0 \left| \frac{\omega_0}{R} \frac{\partial W}{\partial r} \right| \right].$$

Граничные условия:

$$T|_{z=0} = T_{0H};$$

$$\left. \frac{\partial T}{\partial t} \right|_{r=0} = 0;$$

$$\frac{\partial T}{\partial t} + \frac{\alpha R}{\lambda} (T - T_0).$$

Уравнение движения для нестационарного режима работы представлено в виде:

$$\rho \omega_0 R \frac{\partial W}{\partial t} r + \omega_0^2 \rho \frac{\partial P}{\partial z} r = \frac{\partial}{\partial r} \left(r \mu \frac{\omega_0^n}{R^n} \left| \frac{\partial W}{\partial r} \right|^{n-1} \frac{\partial W}{\partial r} \right) - \frac{\partial}{\partial r} (r \tau_0). \quad (18)$$

Граничные условия:

$$W|_{r=R} = 0;$$

$$\left. \frac{\partial W}{\partial r} \right|_{r=0} = 0;$$

Начальные условия:

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

$$W|_{t=0} = 0;$$

где R – радиус;

ω_0 – средняя скорость потока;

μ - динамическая вязкость жидкости;

τ_0 – предельное напряжение сдвига;

ρ – плотность нефти;

c_p – удельная теплоёмкость нефти.

					Обзор литературы	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2 Разработка модели нефтепровода с «горячей» перекачкой в среде графического программирования LabView

2.1 Разработка математической модели транспортировки высоковязкой нефти на участке с подогревом

Объектом исследования является нефтепровод в условиях пересечённой местности. Нефть предварительно подогревается до некоторой температуры и перекачивается по трубопроводу, отдавая свое тепло через металл трубы в окружающую среду по мере движения.

Предположим, что условия теплообмена, а также расход и начальная температура нефти неизменны, т.е. тепловой и гидравлический режимы перекачки можно считать установившимися. При таком режиме течения температура нефти изменяется от сечения к сечению, оставаясь постоянной в в каждом из сечений трубопровода.

К основным характеристиками нефтепровода, транспортирующего предварительно подогретую нефть относятся температура, давление, а также вязкость и плотность нефти.

Чтобы определить зависимость изменения температуры рассмотрим два близко расположенных сечения трубопровода x и $x+dx$ (рис 4).

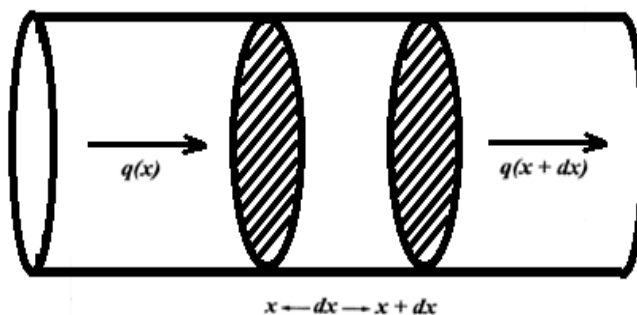


Рисунок 4 – Участок трубы

					Исследование процесса транспортировки высоковязкой нефти с помощью модели в среде графического программирования			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Мисюн М.А.			Разработка модели нефтепровода с «горячей» перекачкой в среде графического программирования LabView	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никульчиков В.К.					28	100
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6Б		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

Поток тепла, проходящий за единицу времени через сечение x , обозначим через $q(x)$. Данный поток тепла является суммой переноса тепла из-за движения (конвективной составляющей) и переносом тепла из-за теплопроводности. Последняя составляющая в потоке в трубопроводе много меньше конвективной, и её значением при выводе уравнения притока тепла можно пренебречь.

В сечении x конвективная составляющая потока тепла

$$\rho u S c_v T(x) = \rho Q c_v T(x) = G c_v T(x), \quad (19)$$

где ρ – плотность нефти;

u, S – соответственно скорость потока и площадь поперечного сечения трубы;

c_v – удельная теплоёмкость;

$T(x)$ – температура в сечении x ;

Q, G – соответственно объёмный и массовый расходы.

В сечении $x+dx$ конвективная составляющая потока тепла

$$\rho u S c_v T(x+dx) = \rho Q c_v T(x+dx) = G c_v T(x+dx). \quad (20)$$

Разность значений этих потоков тепла в выбранных сечениях равна потерям тепла на участке трубопровода длиной dx , тогда

$$G c_v T(x) - G c_v T(x+dx) = -G c_v \frac{dT(x)}{dx} dx. \quad (21)$$

Разность потоков тепла равна значению потока тепла через боковую поверхность трубопровода и изоляцию между этими сечениями в окружающую среду.

По формуле Ньютона значение этого потока тепла в единицу времени равно

$$H = \pi D K (T - T_z) dx, \quad (21)$$

где D – внутренний диаметр нефтепровода;

K – коэффициент теплопередачи;

T_z – температура окружающей среды, например, невозмущенная температура грунта при подземной прокладке трубопровода.

Приравняем найденные потоки тепла

$$Gc_v \frac{dT}{dx} = \pi DK(T_c - T). \quad (22)$$

Уравнение, описывающее изменение температуры в потоке нефти называется уравнением Шухова.

Для описания гидравлического режима обозначим потери полного напора на участке между двумя сечениями трубопровода через dH . Гидравлический уклон на этом участке нефтепровода

$$dH / dx = i. \quad (23)$$

Температура потока и внутренней поверхности трубы различается, что приводит к тому, что вязкость потока вблизи поверхности трубы будет отличаться от вязкости в центральной части потока. Формула Лейбензона, учитывающая это различие:

$$i = \beta \frac{Q^{2-m} \nu^m}{d^{5-m}} \left(\frac{\nu_\omega}{\nu} \right)^{\frac{1}{3}}; \quad (24)$$

$$\beta = 4,14 \text{ с}^2/\text{м}; m = 1; \text{Re} \leq 2,3 \cdot 10^3$$

$$\beta = 0,0247 \text{ с}^2/\text{м}; m = 1; 0,25 \cdot 10^4 \leq \text{Re} \leq 10^5$$

где ν_ω – кинематическая вязкость нефти на внутренней поверхности трубопровода, которая может быть вычислена по формуле Филонова-Рейнольдса

$$\nu(T) = \nu_* \exp[-a(T - T_*)], \quad (25)$$

где ν_* – известная кинематическая вязкость нефти при температуре T_* ;

a – коэффициент крутизны вискограммы.

Используя уравнение Шухова, запишем уравнение (23) в виде:

$$\frac{dH}{dT} = \frac{iL}{\text{Шу}(T_c - T)}. \quad (26)$$

В турбулентном потоке из-за интенсивного переноса тепла и практического равенства температур турбулентного ядра потока и металла трубы при вычислении потерь по формуле Лейбензона можно не учитывать

неравномерность профиля температуры. Тогда уравнение (26) с учётом формул (24) и (25)

$$\frac{dH}{dT} = \frac{0,0247 Q^{1,75} \nu_*^{0,25} L \exp\left[-\frac{1}{4} a(T - T_*)\right]}{d^{4,75} \text{Шу}(T_2 - T)} =$$

$$= \frac{0,0247 Q^{1,75} \nu_*^{0,25} L \exp\left[-\frac{1}{4} a(T_2 - T_*)L\right] \exp\left[-\frac{1}{4} a(T - T_2)\right]}{d^{4,75} \text{Шу}(T_2 - T)} \quad (27)$$

Проинтегрируем это уравнение по переменной T , учитывая её изменение от температуры подогрева в начале участка нефтепровода T_0 до температуры в конце участка T_K

$$\Delta H(L) = \frac{0,0247 Q^{1,75} \nu_*^{0,25} L \exp\left[-\frac{1}{4} a(T_2 - T_*)\right]}{d^{4,75} \text{Шу}(T_2 - T)} \int_{x_0}^{x_K} \frac{\exp\left[-\frac{1}{4} a T_2 (x - 1)\right]}{(x - 1)} dx, \text{ м} \quad (28)$$

$$x_0 = \frac{T_0}{T_2}; \quad x_K = \frac{T_K}{T_2}; \quad \Delta H(L) = H_0 - H_K$$

При ламинарном режиме течения профиль температуры более вытянутый вдоль оси нефтепровода, чем в турбулентном потоке, поэтому при вычислении потерь напора следует учесть неравномерность распределения температуры в сечении трубы.

При стационарном теплообмене в потоке в нефтепроводе, когда тепло не накапливается в сечении, все потоки тепла равны

$$\pi D K (T_2 - T) = \pi D \alpha (T_M - T). \quad (29)$$

Из этого равенства определяем температуру внутренней поверхности трубы

$$T_M = T + \frac{K}{\alpha} (T_2 - T). \quad (30)$$

α – коэффициент теплоотдачи для ламинарного потока. Для его определения используется число Нуссельта Nu :

$$\alpha = \frac{\lambda}{D} Nu, \quad (31)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления.

Число Нуссельта в ламинарном потоке в нефтепроводе для стационарного теплообмена может быть представлено как

$$Nu = 3,65 \left(\frac{D}{L} Pe \right)^{0,14}, \quad \frac{D}{L} Pe \geq 1$$

$$Nu = 3,65, \quad \frac{D}{L} Pe < 1, \quad Pe = \frac{uD}{\chi}, \quad \chi = \frac{\lambda}{\rho c_v} \quad (32)$$

где Pe – число Пекле, зависящее от теплофизических параметров нефти.

Тогда отношение вязкостей равно

$$\left(\frac{\nu_{\omega}}{\nu} \right)^{\frac{1}{3}} = \frac{\exp \left[-\frac{a}{3} (T_M - T_*) \right]}{\exp \left[-\frac{a}{3} (T - T_*) \right]} = \exp \left[-\frac{a}{3} (T_M - T) \right] = \exp \left[-\frac{a}{3} \frac{K}{\alpha} (T_z - T) \right] \quad (33)$$

Выражение для гидравлического уклона с учётом поправки:

$$i = 4,15 \frac{Q \nu_* \exp[-a(T - T_*)]}{d^4} \exp \left\{ -a \left[\left(1 - \frac{1}{3} \frac{K}{\alpha} \right) (T_z - T) \right] \right\} \quad (34)$$

Подставляем это выражение в уравнение (9):

$$\frac{dH}{dT} = \frac{4,15 Q \nu_* \exp[-a(T_z - T_*) L] \exp \left\{ -a \left[\left(1 - \frac{1}{3} \frac{K}{\alpha} \right) (T_z - T) \right] \right\}}{d^4 \text{Шу}(T_z - T)} \quad (35)$$

Проинтегрируем это уравнение по переменной T , учитывая её изменение от температуры подогрева в начале участка нефтепровода T_0 до температуры в конце участка T_K

$$\Delta H(L) = \frac{4,15 Q \nu_* L \exp[-a(T_z - T_*)]}{d^4 \text{Шу}(T_z - T)} \int_{x_0}^{x_K} \frac{\exp \left\{ -a \left[\left(1 - \frac{1}{3} \frac{K}{\alpha} \right) (x - 1) \right] \right\}}{(x - 1)} dx, \text{ м} \quad (36)$$

$$x_0 = \frac{T_0}{T_z}; \quad x_K = \frac{T_K}{T_z}; \quad \Delta H(L) = H_0 - H_K$$

Для определения потерь давления учтём потери давления при разности геодезических отметок

$$\Delta P = \rho g (\Delta H + \Delta Z), \quad (37)$$

ΔZ – разность геодезических отметок начала и конца трубопровода, м;

g – ускорение силы тяжести, м²/с.

Подогретая нефть остывает в процессе движения, и вязкость её растёт. Таким образом, при повышении вязкости до определённого (критического значения), на рассматриваемом участке трубопровода возникнут два режима течения: турбулентный и ламинарный.

Турбулентный режим течения переходит в ламинарный при критическом числе Рейнольдса $Re_{кр}$, равном 2300.

Температура, при которой турбулентный режим меняется на ламинарный:

$$T_{кр} = T_* + \frac{1}{a} \ln \frac{\nu_* \pi D Re_{кр}}{4Q}. \quad (38)$$

Протяжённость участка с турбулентным режимом течения:

$$L_m = \frac{Q \rho c_v}{K \pi D} \ln \frac{T_0 - T_z}{T_{кр} - T_z}. \quad (39)$$

Соответственно длина ламинарного участка:

$$L_l = L - L_m. \quad (40)$$

Плотность нефти уменьшается при повышении температуры и увеличивается при понижении. Данная зависимость определяется формулой

$$\rho(T) = \rho_0 [1 + \xi(20 - T)], \quad (41)$$

где ξ – температурная поправка, определяется по таблицам.

Зависимость вязкости от температуры определяется по формуле Рейнольдса-Филонова (25).

2.2 Разработка модели в среде графического программирования LabView

Виртуальная модель нефтепровода разбита на 5 участков заданной длины. Модель реализует расчёт основных параметров перекачки: давления, температуры, плотности и вязкости нефти в заданных точках разбиения, а также позволяет определить режим течения нефти на каждом из участков, потери

напора и необходимость установки дополнительной станции подогрева. Выходные данные для каждого участка являются входными данными для следующего.

К исходным данным для расчёта «горячего» нефтепровода относятся:

- Длина участков разбиения;
- Диаметр и толщина стенки трубопровода;
- Массовый расход;
- Температура окружающей среды (грунта);
- Температура застывания нефти;
- Температура первоначального подогрева;
- Вязкость при известной температуре;
- Плотность и вязкость при 20°C;
- Высотные отметки точек разбиения;
- Начальное давление в нефтепроводе.

На рисунке 5 изображен интерфейс программы, который поделён на две вкладки. Вкладка «Нефтепровод» позволяет вводить исходные данные и наблюдать выходные параметры перекачки. Вкладка «Графики» позволяет наблюдать следующие зависимости в графическом виде:

- Зависимость вязкости от температуры;
- Зависимость плотности от температуры;
- Температура по длине нефтепровода;
- Плотность по длине нефтепровода;
- Вязкость по длине нефтепровода;
- Давление по длине нефтепровода;
- Падение напора по длине нефтепровода.

На рисунке 6 изображён алгоритм выполнения программы.

Нефтепровод | Графики | Справочный материал

Высотная отметка, м Давление, МПа Температура, °C Плотность, кг/м³ Вязкость, мПа·с

Начало участка (0)	0	0	0	0	0	Выходное давление, МПа	0	Выкл	Вкл
Точка 1	0	0	0	0	0	0	Выкл	Вкл	
Точка 2	0	0	0	0	0	0	Выкл	Вкл	
Точка 3	0	0	0	0	0	0	Выкл	Вкл	
Точка 4	0	0	0	0	0	0	Выкл	Вкл	
Конец участка (5)	0	0	0	0	0				

Режим течения: Участок L1 Участок L2 Участок L3 Участок L4 Участок L5

Длина турбулентного участка, м: 0 0 0 0 0

Длина ламинарного участка, м: 0 0 0 0 0

Потери напора, м: 0 0 0 0 0

Общая длина нефтепровода: 0 км

Общее падение напора: 0 м

Температура застывания: L1 0 м, L2 0 м, L3 0 м, L4 0 м, L5 0 м

Температура грунта: L1 0 м, L2 0 м, L3 0 м, L4 0 м, L5 0 м

Температура подогрева: L1 0 м, L2 0 м, L3 0 м, L4 0 м, L5 0 м

Вязкость для вискограммы: 0 м²/с

Вязкость при 20°C: 0 м²/с

Температура для вискограммы: 0 °C

Плотность при 20°C: 0 кг/м³

Давление на входе (Насос 1): 0 МПа

Диаметр: 0 м

Толщина стенки: 0 м

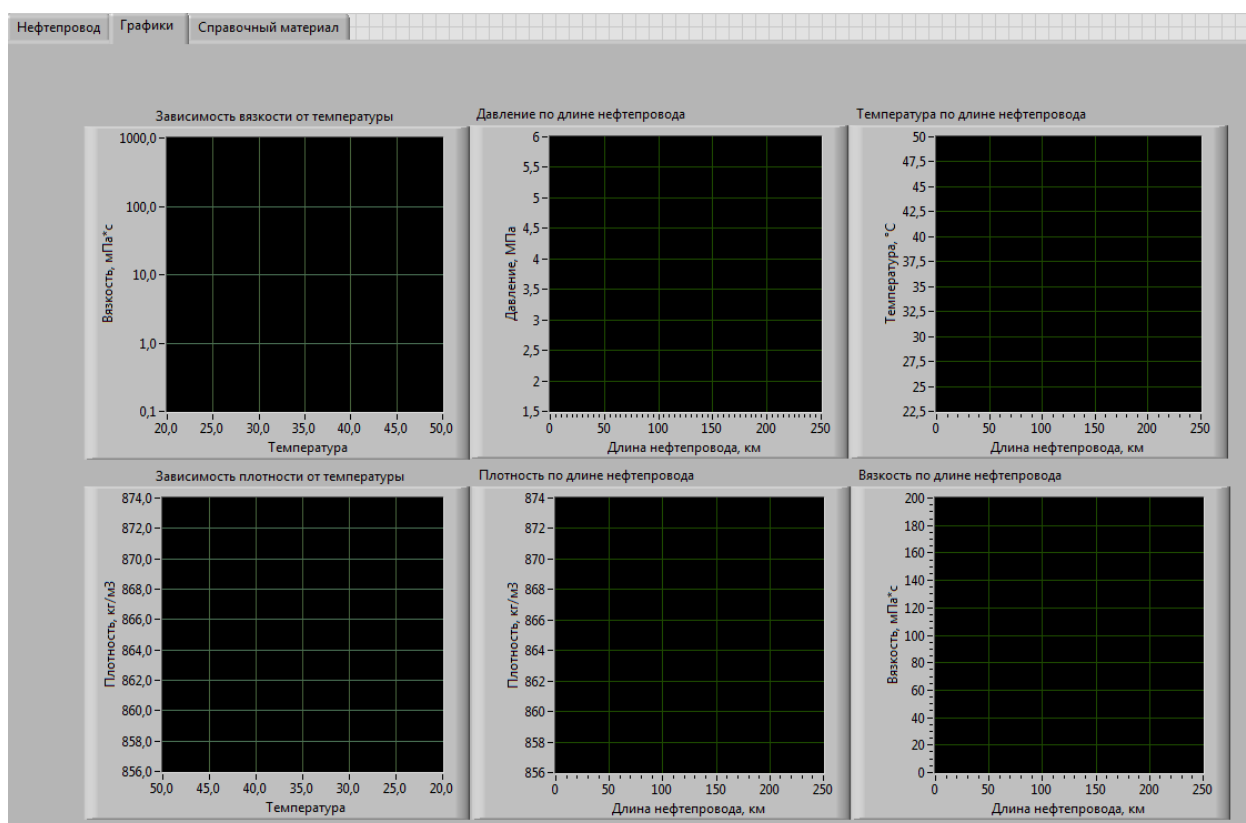
Температурная поправка: 0

Шероховатость: 0 м

Теплоёмкость: 0 Вт/м²

Массовый расход: 0 кг/с

(а)



(б)

Рисунок 5 – Пользовательский интерфейс программы
а – вкладка «Нефтепровод», б – вкладка «Графики»

В основной программе используются обращения к подпрограммам, реализующим промежуточный расчёт параметров.

1. Подпрограмма «Д» реализует и давления в каждой заданной точке разбиения нефтепровода, а также потери напора на каждом участке, используя уравнения (37) и (28) или (36) в зависимости от режима течения. Блок-диаграмма программы представлена на рисунке 7.
2. Подпрограмма «Т» реализует расчёт температуры нефти в каждой заданной точке разбиения нефтепровода, используя уравнение (22). Блок-диаграмма программы представлена на рисунке 8.
3. Подпрограмма «ВП» реализует расчёт вязкости и плотности нефти в каждой заданной точке разбиения нефтепровода, используя уравнения (25) и (41). Блок-диаграмма программы представлена на рисунке 9.
4. Подпрограмма «Ткр» реализует расчёт критической температуры (температуры, при которой режим течения изменяется) для каждого участка нефтепровода, используя уравнение (38). Блок-диаграмма программы представлена на рисунке 10.
5. Подпрограмма «СкRe» реализует расчёт средней скорости потока нефти и числа Рейнольдса для каждого участка нефтепровода. Блок-диаграмма программы представлена на рисунке 11.

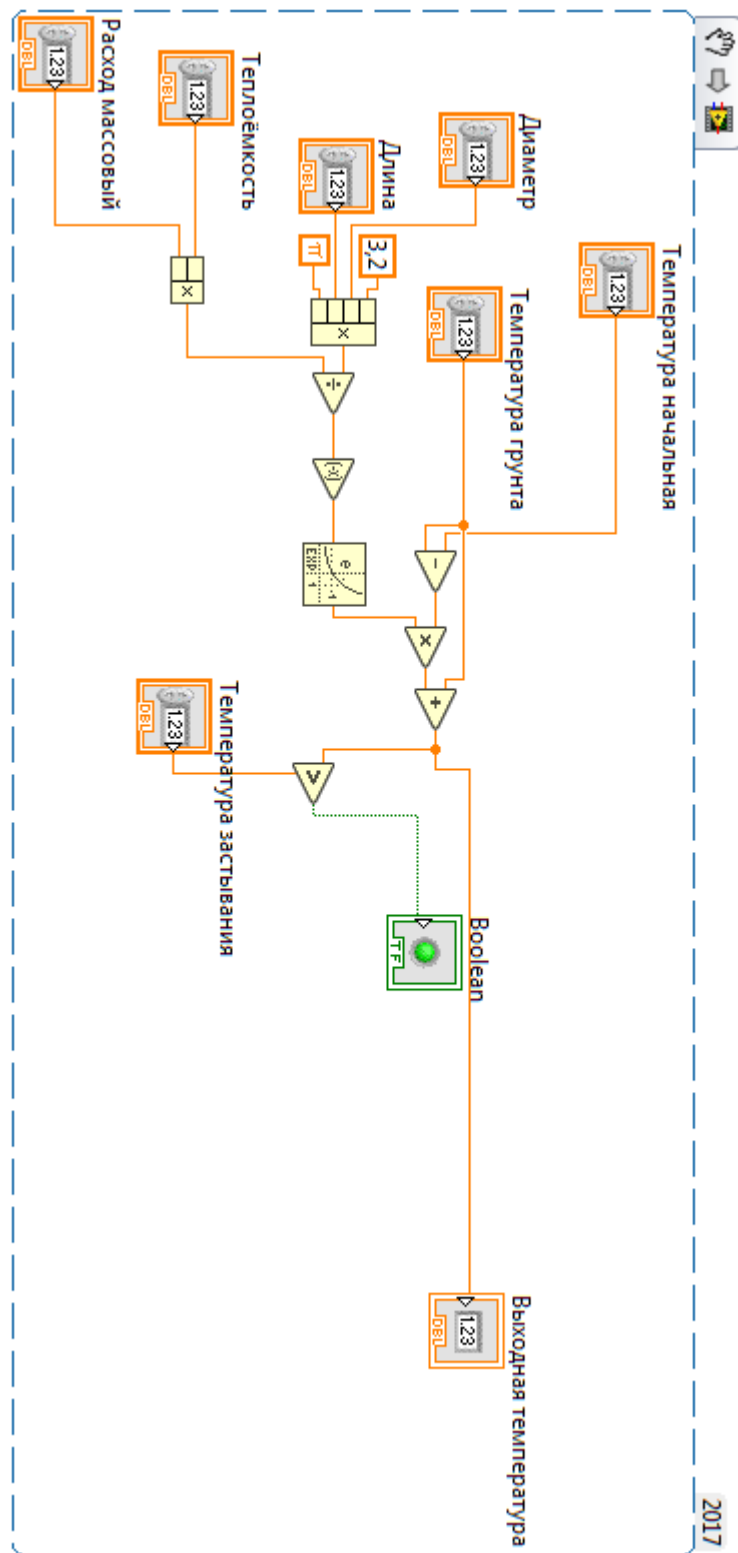


Рисунок 8 – Блок-диаграмма подпрограммы «Т»

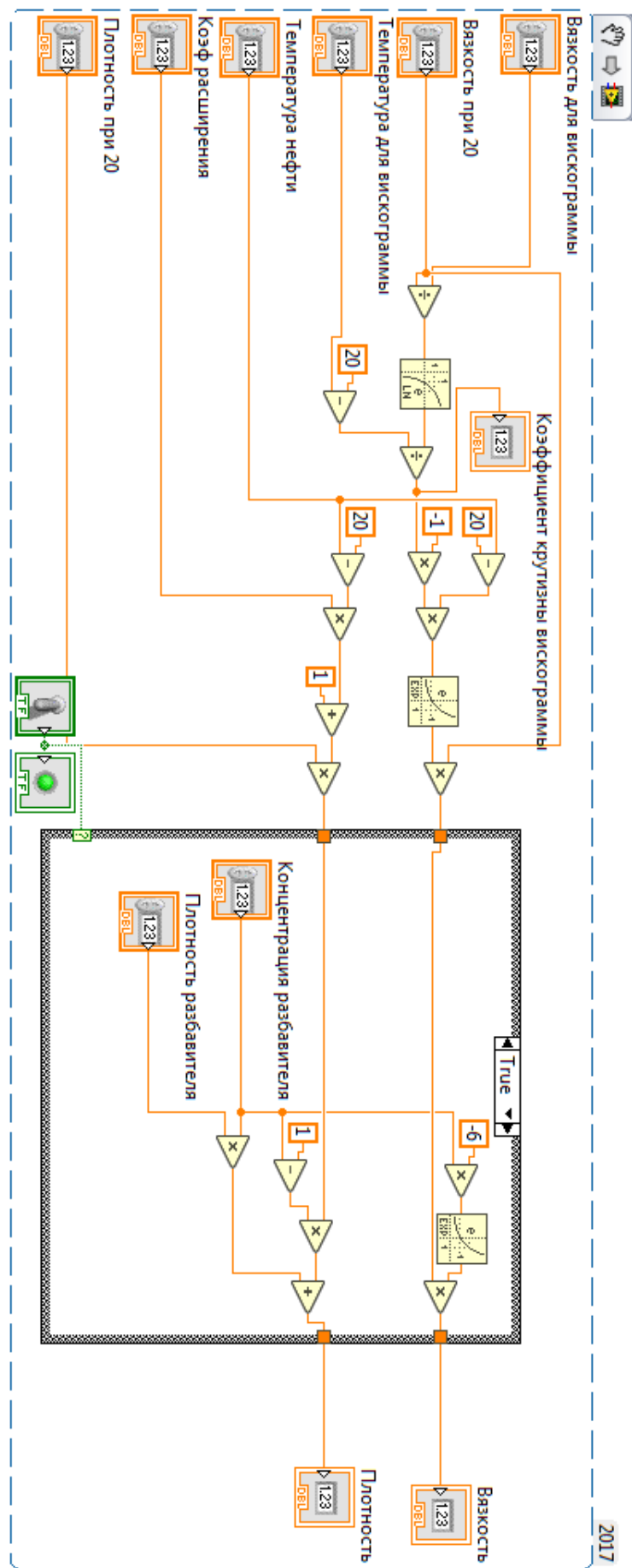


Рисунок 9 – Блок-диаграмма подпрограммы «ВП»

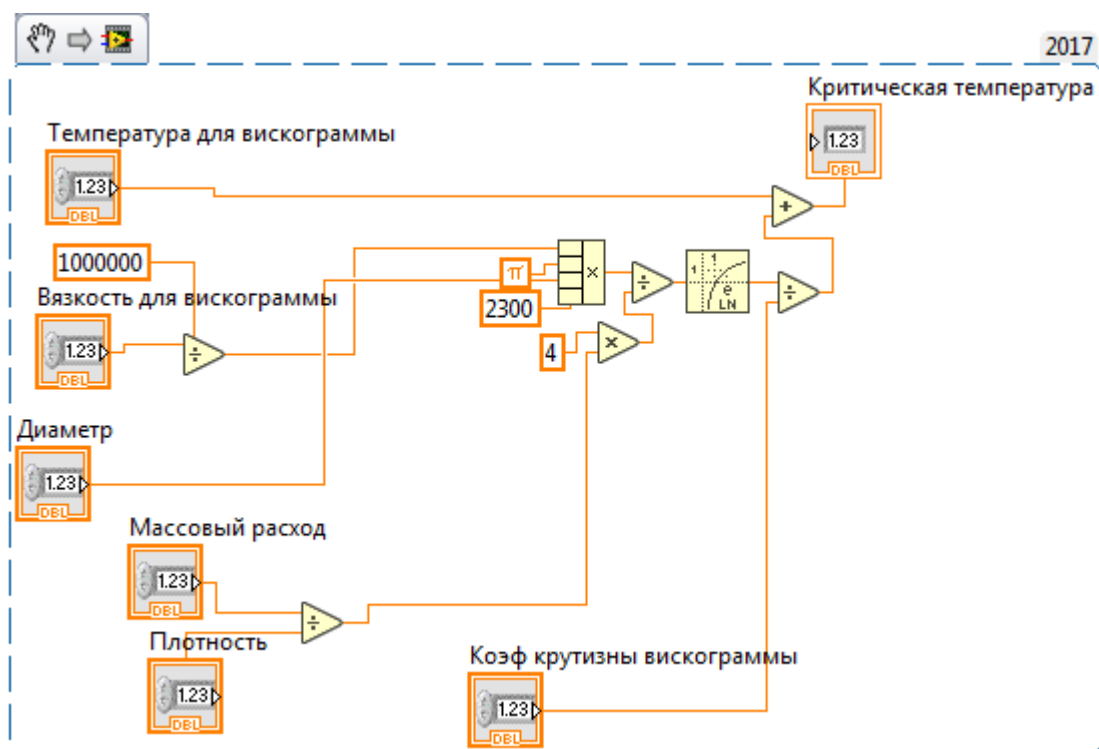


Рисунок 10 – Блок-диаграмма подпрограммы «Ткр»

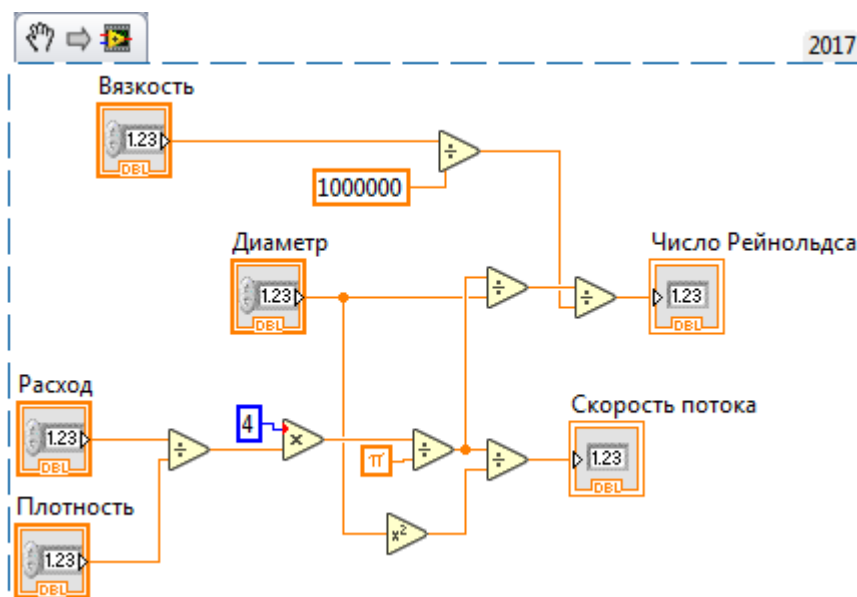


Рисунок 11 – Блок-диаграмма подпрограммы «SkRe»

2.3 Обработка экспериментальных данных на примере нефтепровода «XXXXXXXXXX»

В качестве объекта исследования выбран магистральный нефтепровод «XXXXXXXXXX» компании XXXXXXXXXX, по которому транспортируются реологически сложные нефти, добываемые в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Нефть из данного нефтегазового

бассейна характеризуется высокими значениями вязкости и содержания парафинов.

Магистральный нефтепровод «XXXXXXXXXX» является неизотермической системой. Температура перекачиваемой нефти изменяется вдоль трубопровода от 50 до 7°C. Температура нефти уменьшается по мере ее следования на перегонах между насосными станциями за счет выделения тепла в окружающую среду. Нефть теряет подвижность из-за увеличения вязкости и процесса кристаллизации парафинов, их структурообразования.

Нестабильность теплогидравлических режимов магистральных нефтепроводов приводит к перерасходу электроэнергии на перекачку и превышению эксплуатационных затрат. Поэтому для тепловых и гидравлических расчетов режимов перекачки необходимо знать зависимость реологических параметров нефти от температуры, прежде всего вязкости.

Рассмотрим участок данного нефтепровода «XXXXXXXXXX». На данном участке расположены четыре нефтеперекачивающие станции: НПС «XXXX», НПС «XXXX», НПС «XXXXXXXXXX» и НПС «XXXXXXXXXX», а также два пункта подогрева нефти, в начале и конце участка соответственно.

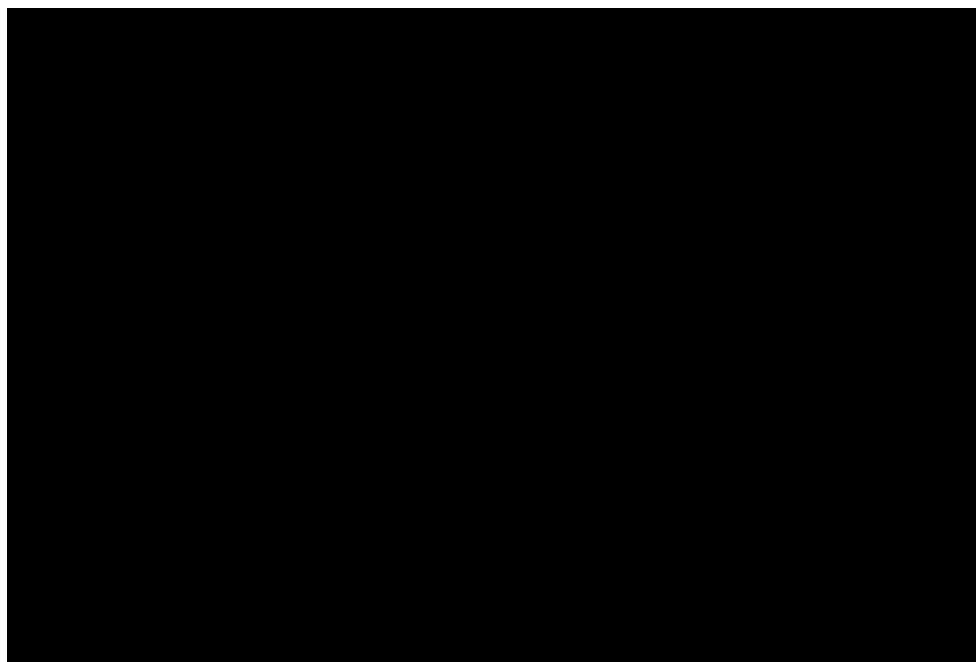


Рисунок 12 – Участок нефтепровода «XXXXXXXXXX»

Нефть после подогрева на НПС «XXXXXXXXXX» до 50°C транспортируется на длину 214,4 км до следующего пункта подогрева на НПС «XXXXXXXXXX», где вновь подогревается до 40°C. Исходные данные для расчёта приведены в таблице 4

Таблица 4 – Исходные данные для расчёта нефтепровода «XXXXXXXXXX»

Показатель	Единица измерения	Значение
Температура подогрева нефти	°C	50
Температура застывания нефти	°C	15
Температура грунта	°C	3
Диаметр трубы	м	0,72
Толщина стенки трубы	м	0,005
Массовый расход	кг/с	580
Давление на выходе НПС	МПа	5,4
Теплоёмкость нефти	Вт/м ²	1900
Вязкость при 20°C	м ² /с	4,95*10 ⁻⁴
Вязкость при 50°C	м ² /с	8,27*10 ⁻⁶
Плотность при 20°C	кг/м ³	875
Длина нефтепровода	км	214,4

Для удобства расчёта участки «XXXXXXXXXX» и «XXXXXXXXXX» разбиты на двое. Таким образом, точке 0 в программном комплексе соответствует НПС «XXXXXX» (0 км), точке 2 – НПС «XXXXXX» (108,4 км), точке 4 – НПС «XXXXXX» (169,7 км) и точке 5 – НПС «XXXXXX».

Профиль нефтепровода представлен на рисунке 13.

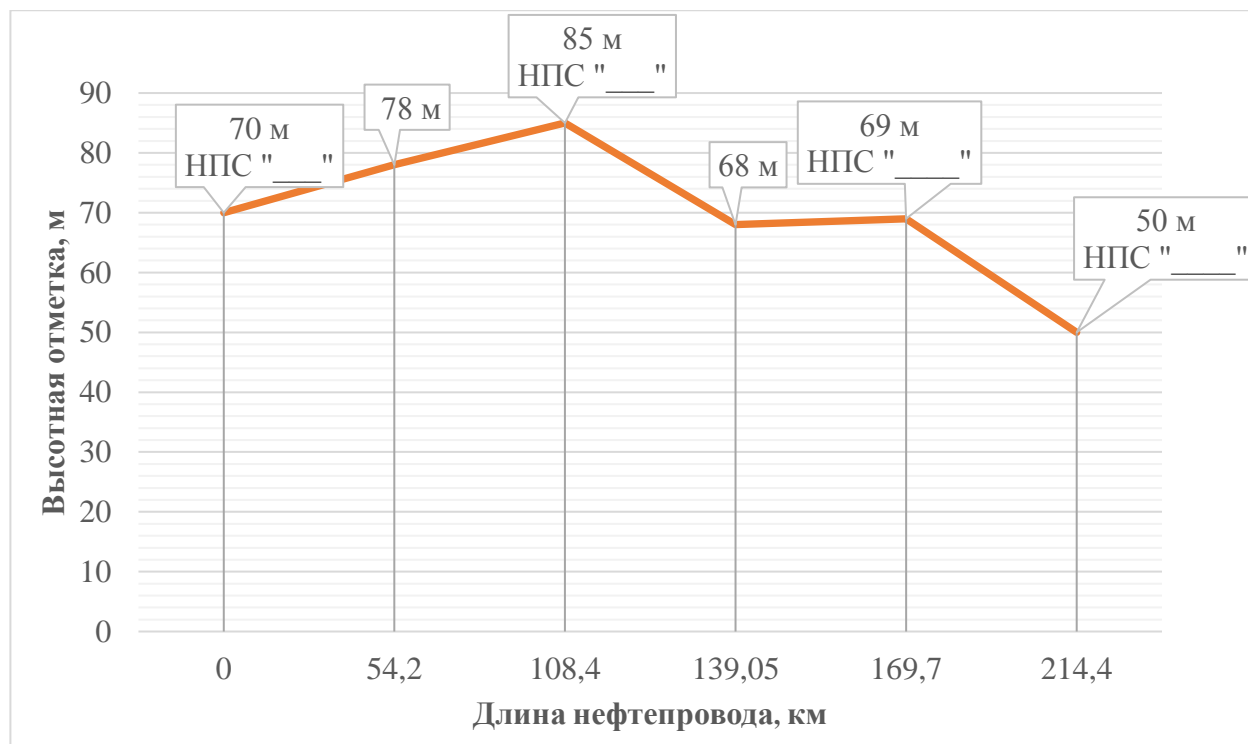


Рисунок 13 – Профиль нефтепровода

Результат расчёта представлен на рисунке 14.

Параметр	Значение
Общая длина нефтепровода	214,4 км
Общее падение напора	1320,36 м
Начало участка (0) Высота	70 м
Начало участка (0) Давление	5,4 МПа
Начало участка (0) Температура	50 °C
Начало участка (0) Плотность	856,992 кг/м³
Начало участка (0) Вязкость	0,46318 мПа·с
Конечная высота	50 м
Конечное давление	1,5621 МПа
Конечная температура	23,7292 °C
Конечная плотность	872,762 кг/м³
Конечная вязкость	185,067 мПа·с

Рисунок 14 – Результат расчёта

Таким образом, общие потери напора на участке «[REDACTED]» составили 1320,36 м. Давление на входе НПС «[REDACTED]» составило 1,56 МПа. Температура нефти снизилась с 50 до 24°C. Вязкость возросла с 0,46 до 185 мПа*с, плотность – с 857,0 до 872,8 кг/м³.

На рисунке 15 представлены графики распределения давления и температуры по длине нефтепровода

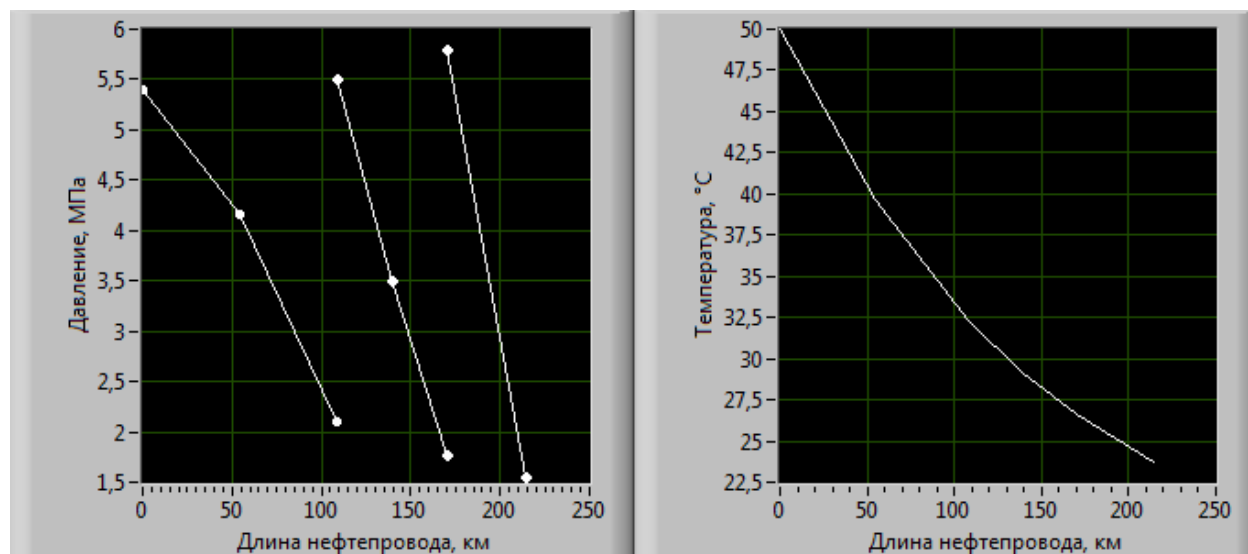


Рисунок 15 – Распределение давления и температуры по длине нефтепровода

На рисунке 16 представлены график распределения плотности и вязкости по длине нефтепровода

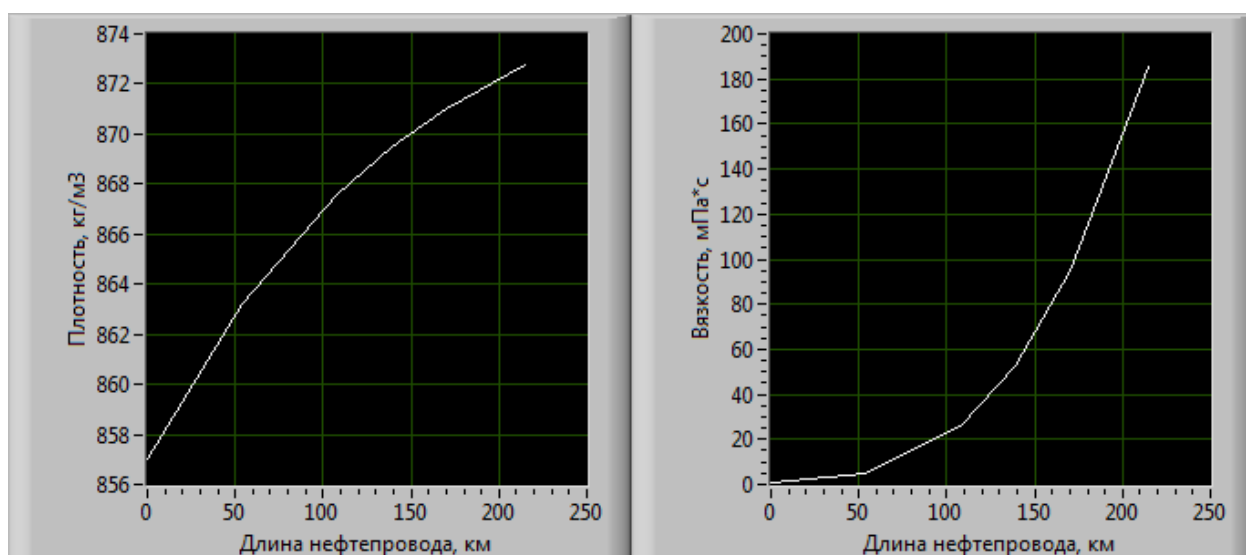


Рисунок 16 – Распределение плотности и вязкости по длине нефтепровода

Проверка результатов расчётной части проведена согласно данным статьи [19], в которой приведены фактические показатели температуры и

давления на НПС нефтепровода «XXXXXXXXXX». На основе этого были построены графики сравнения падения температур и давления с фактическими данными на НПС.

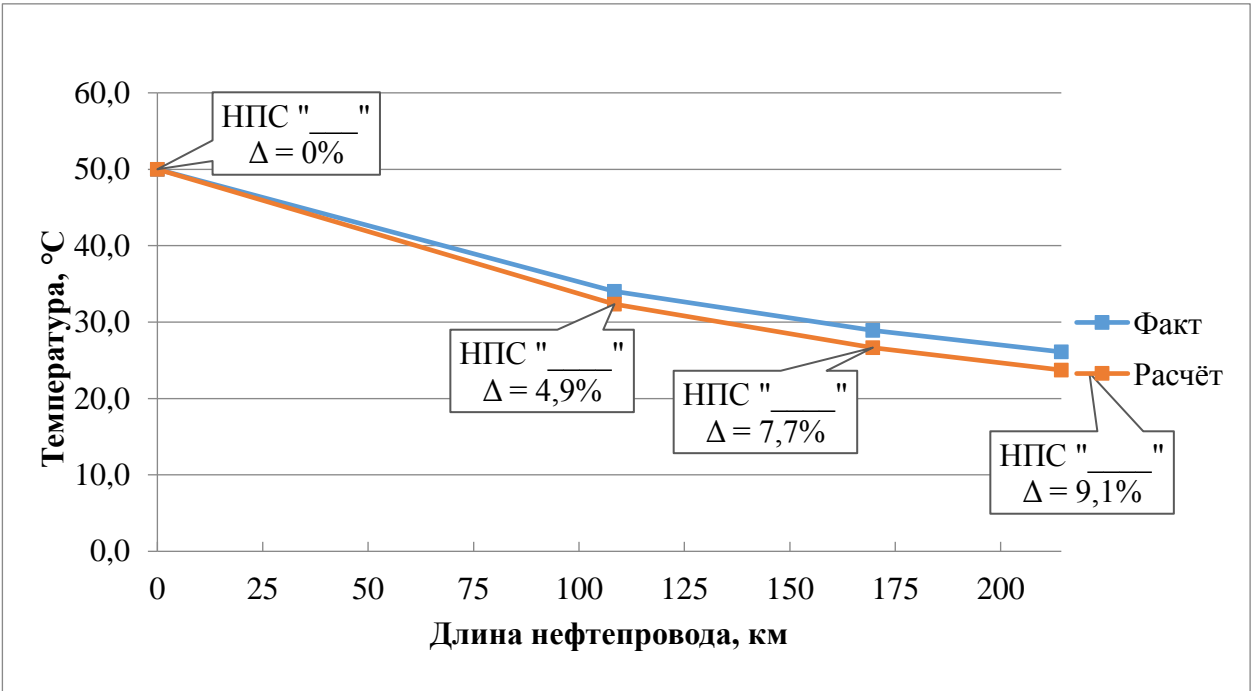


Рисунок 17 – График сравнения падения температуры между расчётными и фактическими данными

Максимальная относительная погрешность значений температур характерна для данных на НПС «Чикшино» и составляет 9,1 процента. Средняя относительная погрешность для данного участка нефтепровода – 7,6 процентов.

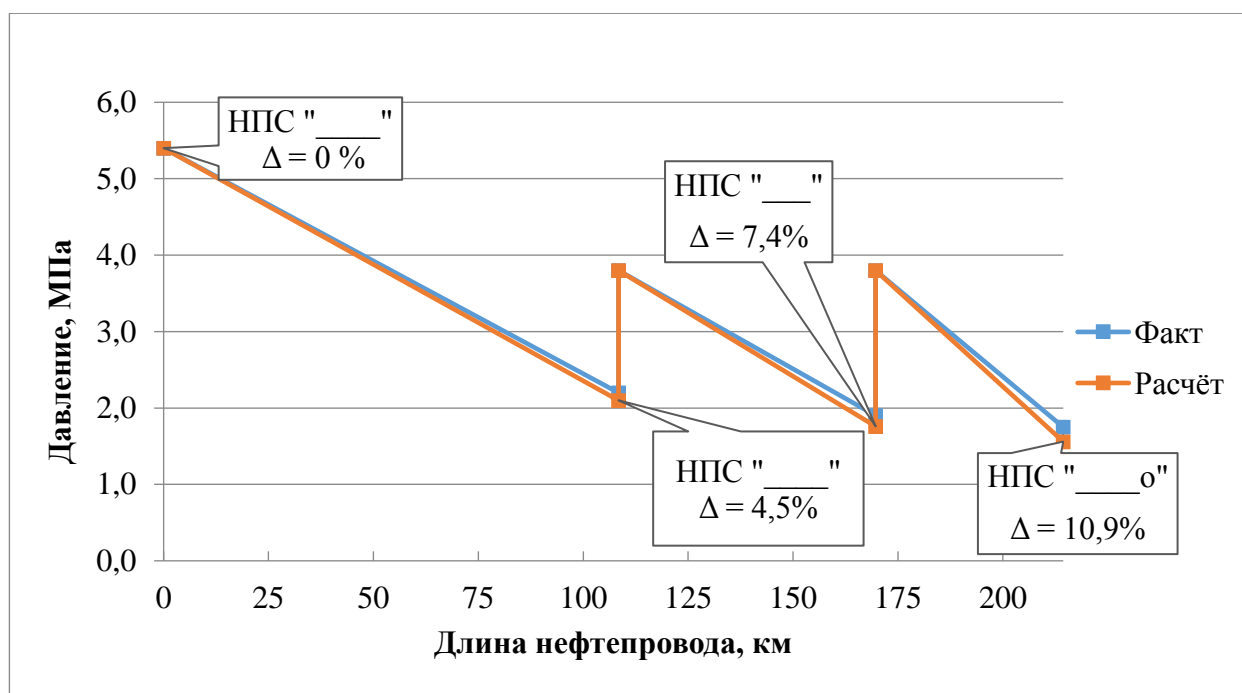


Рисунок 18 – График сравнения падения давления между расчётными и фактическими данными

Максимальная относительная погрешность значений давлений характерна для данных на НПС «XXXXXXXXXX» и составляет 10,9 процентов. Средняя относительная погрешность для данного участка нефтепровода – 7,2 процентов.

Из приведённых выше зависимостей следует, что данный программный комплекс возможно применять для оценочного расчёта падения температур и перепадов давления вдоль МН.

С помощью программного комплекса было проведено параметрическое исследование на предмет остановки работы нефтепровода при заданных условиях перекачки. Критериями остановки были приняты остывание нефти до температуры застывания и/или достижение нулевого значения давления на участке перекачки. Изменяя такие параметры перекачки как температура подогрева, массовый расход, плотность и вязкость нефти при 20°С, начальное давление и температура грунта, была получена диаграмма распределения процентного соотношения изменения данных параметров в условии достижения критерия остановки работы нефтепровода (рисунок 19).

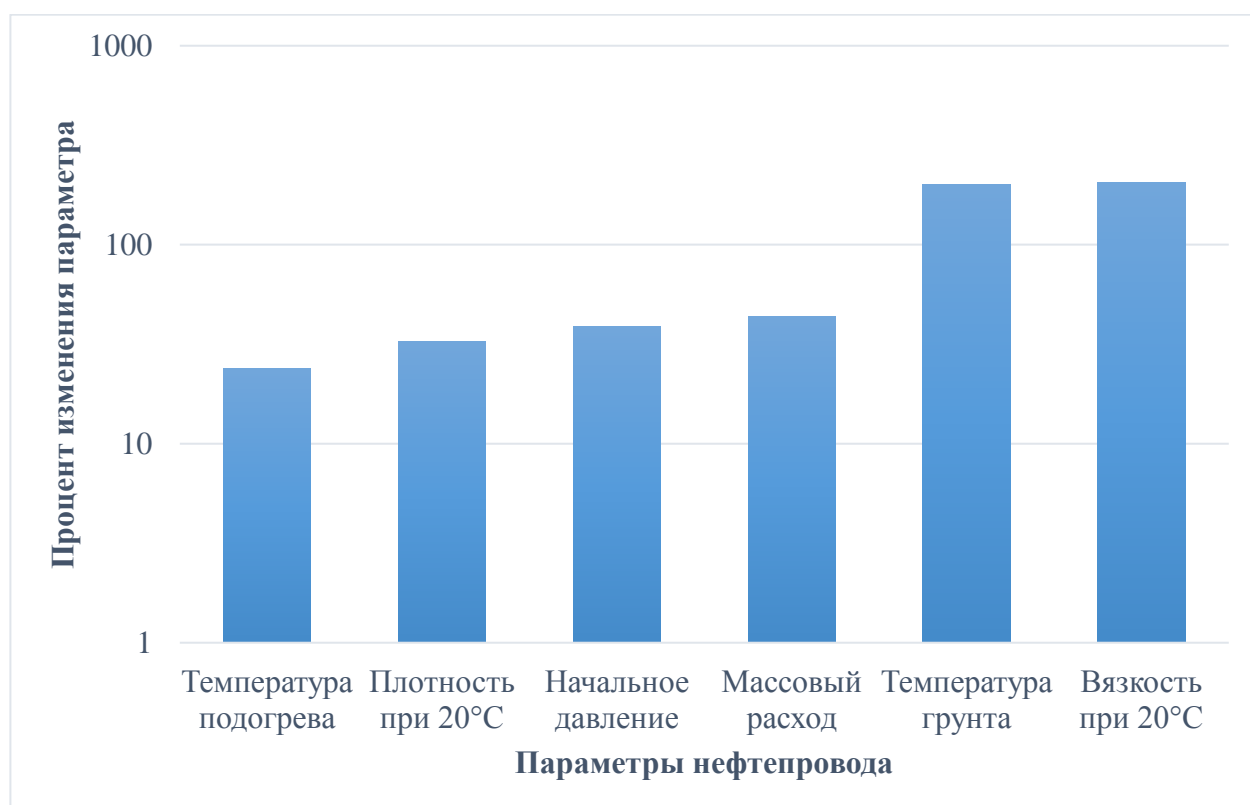


Рисунок 19 – Величина процентного изменения параметра перекачки для остановки работы нефтепровода

Таким образом, наибольшее влияние на процесс перекачки оказывает температура подогрева нефти – изменение данного параметра на 24 процента приводит к остановке работы нефтепровода. Наименьшее влияние на процесс транспортировки оказывает показатель вязкости при 20°C – для остановки работы нефтепровода необходимо изменение параметра на 205 процента.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Б	Мисюн Максиму Александровичу

Школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01. Нефтегазовое дело Профиль «Надёжность газонефтепроводов и хранилищ»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Затраты на приобретение и установку пункта подогрева нефти, ставка тарифа на транспортировку нефти
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Постановление Правительства РФ от 1 января 2002 года №1 «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы»
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ; E – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, $E = 0,12$; α_1 – нормативное значение годовых отчислений на амортизацию ППН, $\alpha_1 = 0,085$.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчёт увеличения прибыли при перекачке нефти с подогревом за счёт увеличения пропускной способности нефтепровода
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	- расчёт затрат на транспортировку нефти с подогревом - расчёт снижения энергопотребления - расчёт экономического эффекта
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчёт экономической эффективности применения технологии транспортировки с подогревом

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Линейный календарный график выполнения работ
2. Расчётные формулы

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	16.03.2018 г
--	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОСГН ШБИП	Макашева Юлия Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Мисюн Максим Александрович		

3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

По «горячим» нефтепроводам происходит транспортировка высоковязких и тяжёлых нефтей при высоких значениях температуры. Множество таких параметров перекачки как вязкость, расход, давление, гидравлическое сопротивление зависят от температуры нефти. Таким образом, себестоимость и выгода от перекачки также имеют зависимость от температурного режима нефтепровода.

Применение технологии предварительного подогрева нефти позволяет увеличить пропускную способность трубопровода, что позволяет получать больше выручки от транспорта дополнительных объемов нефти. Также подогрев нефти позволяет снизить потребление электроэнергии. Снижение потребления электроэнергии уменьшает вредное воздействие на окружающую среду. В случае, если источником электроэнергии является атомная электростанция, проблема заключается в тех радиоактивных отходах, которые еще не научились перерабатывать так, чтобы сделать их абсолютно безопасными для окружающей среды. Даже гидроэлектростанции, которые получают электричество за счет энергии падающей воды, вредят экологии: их строительство приводит к затоплению ценных сельскохозяйственных земель, разрушению существующих экосистем, изменению климата.

В данной части работы будет рассчитан экономический эффект от применения технологии предварительного подогрева нефти, также будет рассчитано уменьшение количества потребляемой электроэнергии.

3.1 SWOT-анализ

SWOT-анализ – один из наиболее применяемых методов стратегического планирования. С его помощью возможно провести аналитическую работу, определить сильные и слабые стороны научно-исследовательского проекта, а

					Исследование процесса транспортировки высоковязкой нефти с помощью модели в среде графического программирования					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
Разраб.		Мисюн М.А.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Никульчиков В.К.							50	100
Консульт.		Макашева Ю.С.					НИ ТПУ гр. 2БМ6Б			
Рук-ль ООП		Бурков П.В.								

также выявить возможности и угрозы внешней среды.

Таблица 5 – Матрица SWOT

Внутренняя среда	Сильные стороны	Слабые стороны
	Возможность анализа методов перекачки ВВН	Наличие устаревших данных
	Структурированная классификация известных методов перекачки	Нет некоторых данных для достоверности методики
Внешняя среда	Возможности	Угрозы
	Постоянный поиск путей снижения себестоимости продукции	Низкая вероятность реализации проекта
	Продолжение научных исследований с целью усовершенствования имеющейся технологии	
	Ожидание подобной методики	Недостаточное финансирование коммерциализации научной разработки

3.2 Оценка готовности проекта к коммерциализации

Для определения готовности работы к коммерциализации и выявления уровня собственных знаний проводится оценка степени готовности научного проекта. В таблице 6 приведены показатели степени проработанности проекта.

Таблица 6 – Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1	Определение имеющегося научно-технического задела	4	3
2	Определение перспективных направлений коммерциализации научно-технического задела	5	3

Продолжение таблицы 6

3	Определение отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	5	4
4	Определение товарной формы научно-технического задела для представления на рынок	5	3
5	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	3	3
6	Проведение оценки стоимости интеллектуальной собственности	2	4
7	Проведение маркетинговых исследований рынков сбыта	2	3
8	Разработка бизнес-плана коммерциализации научной разработки	3	3
9	Определение путей продвижения научной разработки на рынок	2	3
10	Разработка стратегии (формы) реализации научной разработки	3	3
11	Проработка вопросов международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	3	3
12	Проработка вопросов использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	3	3
13	Проработка вопросов финансирования коммерциализации научной разработки	3	3
14	Наличие команды для коммерциализации научной разработки	3	3
15	Проработка механизмов реализации научного проекта	3	4
	ИТОГО БАЛЛОВ	49	48

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень

имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i, \quad (42)$$

где $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению;

B_i – балл по i -му показателю.

По значению $B_{\text{сум}}$ можно сделать выводы о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Показатель степени проработанности научного проекта составляет 49, показатель средней эффективности работы. Знаний разработчика достаточно для успешного продвижения и коммерциализации проекта. Показатель уровня имеющихся знаний у разработчика – 48, что говорит о перспективности выше среднего.

На основе вышесказанного можно сделать вывод о необходимости проработки вопросов использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот. Также последующими задачами является исследование вопросов финансирования научной разработки и поиск команды для коммерциализации научной разработки. Задачи выхода на зарубежный рынок и интернационального сотрудничества не ставятся.

3.3 План проекта

В рамках планирования научного проекта возникает необходимость в построении календарного и сетевых графиков проекта. Линейный график представлен в виде таблицы 7.

Таблица 7 – Календарный план проекта

Код	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Получение задания	2	01.02.18	03.02.18	Мисюн М.А. Никульчиков В.К.
2	Введение	6	04.02.18	10.02.18	Мисюн М.А.
3	Литературный обзор	10	11.02.18	21.02.18	Мисюн М.А.

Продолжение таблицы 7

4	Постановка задачи исследования	10	22.02.18	03.03.18	Мисюн М.А. Никульчиков В.К.
5	Теоретическая часть	25	04.03.18	29.03.18	Мисюн М.А.
6	Расчетная часть	30	30.03.18	28.04.18	Мисюн М.А. Никульчиков В.К.
7	Оформление пояснительной записки	15	29.04.18	14.05.18	Мисюн М.А. Никульчиков В.К.
9	Разработка презентации	5	15.05.18	20.05.18	Мисюн М.А.
Итого:		103			



С помощью диаграммы Ганта проиллюстрированы продолжительности работ. Продолжительность работы обозначается отрезком с датой начала и окончания в соответствующей декаде месяца.

Таблица 8 – Календарный план-график проведения диплома по теме

Вид работ	Исполнители	Т _к , раб. дн.	Продолжительность выполнения работ											
			февраль			март			апрель			май		
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Получение задания	Магистр Руководитель	2												
Введение	Магистр	6												
Литературный обзор	Магистр	10												
Постановка задачи исследования	Магистр Руководитель	10												
Теоретическая часть	Магистр	25												

Продолжение таблицы 8

Расчетная часть	Магистр Руководитель	30											
Оформление пояснительной записки	Магистр Руководитель	15											
Разработка презентации	Магистр	5											

 - Магистр
 - Руководитель

3.4 Расчёт экономического эффекта перекачки с подогревом

Тариф на транспортировку нефти принимаем равным 34,0176 руб/(100 км*т) согласно [22].

Капитальные затраты на установку пункта подогрева нефти принимаем равным 300 млн. рублей согласно [29].

Данные по расходу и потерям напора приняты с условием, что транспорт ведется в одном оптимальном для насосных установок режиме. Все исходные данные приведены в таблице 9

Таблица 9 – Исходные данные для расчёта

Показатель			Значение
Тариф на перекачку	$\sigma_{\text{тариф}}$	руб/(100 км*т)	30,0176
Нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений	E	-	0,12
Нормативное значение годовых отчислений на амортизацию	α_1	-	0,085
Стоимость единицы электроэнергии	σ_m	руб/(кВт*ч)	4
Стоимость единицы тепловой энергии	σ_t	руб/Дж	$15 \cdot 10^{-8}$
КПД насоса	η_m	-	0,8
КПД теплового агрегата	η_t	-	0,7
Время работы в год	τ_m, τ_t	с	30758400
Капитальные затраты на ППН	$Z_{\text{ППН}}$	млн. руб	300
Разница температур в начале и в конце участка	ΔT	К	16
Длина участка	L	м	108400
Для транспортировки без подогрева			
Расход среды	Q	м ³ /с	0,69

Продолжение таблицы 9

Потери напора	H	м	1413
Для транспортировки с подогревом			
Расход	Q	м ³ /с	0,71
Потери напора	H	м	540

Время работы нефтепровода принимаем равным 356 рабочим дням согласно [23].

Себестоимость перекачки с подогревом складывается из затрат механической (насосной) энергии и затрат тепловой энергии на подогрев среды.

Рассчитываем себестоимость перекачки по формуле:

$$S_{под} = \frac{\rho \cdot g \cdot \sigma_m \cdot Q \cdot H}{\eta_m} + \frac{\sigma_T \cdot c_v \cdot \Delta T \cdot Q \cdot \rho}{\eta_T}, \quad (43)$$

где σ_m – стоимость единицы электрической энергии, руб/(Вт*с);

σ_T – стоимость единицы тепловой энергии, руб/Дж;

η_m, η_T – КПД, соответственно, насосного оборудования и теплового;

ρ – плотность транспортируемой нефти, кг/м³;

Q – расход транспортируемой нефти, м³/с;

H – потери напора на рассматриваемом участке, м;

c_v – теплоёмкость среды, Вт/м²;

g – ускорение свободного падения, м/с².

$$S_{под} = \frac{850 \cdot 9,81 \cdot 4 \cdot 0,71 \cdot 540}{0,8 \cdot 10^3 \cdot 3600} + \frac{15 \cdot 10^{-8} \cdot 1900 \cdot 16 \cdot 0,71 \cdot 850}{0,7} = 8,37 \text{ руб/с}$$

Для перекачки при температуре окружающей среды затраты состоят только из трат механической энергии:

$$S_{без под} = \frac{\rho \cdot g \cdot \sigma_m \cdot Q \cdot H}{\eta_m}, \quad (44)$$

$$S_{без под} = \frac{865 \cdot 9,81 \cdot 4 \cdot 0,69 \cdot 1413}{0,8 \cdot 10^3 \cdot 3600} = 11,49 \text{ руб/с.}$$

Рассчитаем экономический эффект как дополнительную тарифную выручку за перекачку дополнительной массы нефти за вычетом дополнительных затрат:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

$$\Xi = \Delta B - \Delta Z = B_{\text{нод}} - B_{\text{без нод}} - \Delta Z, \quad (45)$$

где ΔB – дополнительная тарифная выручка, руб.

Выгода от транспорта при установившемся расходе находится как выручка за вычетом эксплуатационных затрат:

$$B_{\text{нод}} = \tau \cdot (\sigma_{\text{тариф}} \cdot L \cdot Q \cdot \rho - S_{\text{нод}}), \quad (46)$$

$$B_{\text{без нод}} = \tau \cdot (\sigma_{\text{тариф}} \cdot L \cdot Q \cdot \rho - S_{\text{без нод}}), \quad (47)$$

где $\sigma_{\text{тариф}}$ – удельный тариф за перекачку нефти, руб/кг*м

L – длина участка нефтепровода, на котором производится расчёт, м.

Дополнительные затраты:

$$\Delta Z = \alpha_1 \cdot Z_{\text{ППП}} + E \cdot Z_{\text{ППП}}, \quad (48)$$

где $Z_{\text{ППП}}$ – капитальные затраты на установку пункта подогрева нефти, руб;

α_1 – нормативное значение годовых отчислений на амортизацию ППН, $\alpha_1 = 0,085$;

E – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, для нефтегазовой отрасли $E = 0,12$.

$$\Delta Z = 0,085 \cdot 300 + 0,12 \cdot 300 = 102,5 \text{ млн.руб},$$

$$B_{\text{нод}} = 30758400 \cdot \left(\frac{30,0176}{10^8} \cdot 108400 \cdot 0,71 \cdot 850 - 8,37 \right) = 346,65 \text{ млн.руб}$$

$$B_{\text{без нод}} = 30758400 \cdot \left(\frac{30,0176}{10^8} \cdot 108400 \cdot 0,69 \cdot 865 - 11,49 \right) = 243,94 \text{ млн.руб}$$

$$\Xi = 346,65 - 243,94 - 61,5 = 41,21 \text{ млн.руб}.$$

Зарплата обслуживающего персонала, затраты на обслуживание, мониторинг трасс и другие затраты не зависят от объема перекачки.

Таким образом, при применении технологии транспорта нефти в указанных условиях экономический эффект может достигать 41,21 млн. руб./год при ведении транспорта в оптимальном режиме работы насосного оборудования.

3.5 Расчёт снижения потребления электроэнергии

Применение технологии перекачки нефти с подогревом позволяет

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

снизить количество потребляемой электроэнергии.

$$E = \frac{\rho \cdot g \cdot Q \cdot H}{\eta_m} \quad (49)$$

Рассчитываем потребление электроэнергии при транспорте без подогрева:

$$E_{без под} = \frac{865 \cdot 9,81 \cdot 0,69 \cdot 1413}{0,8} = 10342 \text{ кВт}$$

Рассчитываем потребление электроэнергии при транспорт с подогревом:

$$E_{под} = \frac{850 \cdot 9,81 \cdot 0,71 \cdot 540}{0,8} = 3996 \text{ кВт}$$

Уменьшение потребления электроэнергии составило:

$$\Delta E = 10342 - 3996 = 6346 \text{ кВт}$$

Таким образом, при применении технологии транспорта нефти в указанных условиях экономический эффект достигает 41,21 млн. руб./год, т.е. увеличивается на 42,1% при ведении транспорта в оптимальном режиме работы насосного оборудования, а эффект экономии электроэнергии может достигать 6346 кВт в год. Так как расход магистрального трубопровода зависит еще и от количества нефти сдаваемой нефтедобывающими компаниями, отклонения параметров режима работы от приведенных для расчета неизбежны. Поэтому указанные значения являются оптимистичной оценкой. Дальнейшее уточнение должно проводиться с использованием плановых объёмов перекачки.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Б	Мисюн Максиму Александровичу

Школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надёжность газонефтепроводов и хранилищ»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<i>1. Характеристика объекта исследования и области его применения</i>	<i>Места проведения работ – север Республики Коми, территория НПС (открытая местность) и рабочий кабинет, оснащенный ПК площадью 36 м². На НПС ведутся работы по обслуживанию пункта подогрева нефти (ППН): снятие показаний контрольно-измерительных приборов, визуальный контроль оборудования, переключение запорной арматуры в соответствии с технологическими режимами. Работы в помещении: проведение теплогидравлических расчетов, анализ НТД и методических пособий. Работы ведутся в теплое и холодное времена года.</i>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i>	<i>1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу и методы их предотвращения; 3. Повреждения в результате контакта с насекомыми; 4. Отклонение показателей микроклимата в помещении; 5. Недостаточная освещённость рабочей зоны; 6. Монотонный режим работы и эмоциональные перегрузки.</i>
<i>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i>	<i>1. Поражение электрическим током; 2. Повышенная температура поверхности оборудования; 3. Пожаро-взрывоопасность.</i>
<i>3. Экологическая безопасность:</i>	<i>1. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); 2. Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); 3. Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).</i>
<i>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</i>	<i>1. Перечень возможных ЧС; 2. Мероприятия для снижения риска возникновения ЧС.</i>
<i>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</i>	<i>1. Выплата компенсации в случае причинения вреда жизни или здоровью в результате аварии или инцидента на опасном производственном объекте; 2. Продолжительность смены в ночное время.</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	16.03.2018 г
--	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Немцова Ольга Александровна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Мисюн М.А.		

4 Социальная ответственность

Любая организация несет ответственность перед людьми за свою деятельность, т. к. любая деятельность оказывает влияние на окружающую среду и на самих людей. Эта проявляется не только в исполнении законов и организации деятельности для получения экономической выгоды, но и в ответственном поведении без получения экономической выгоды. Такое отношение к своему положению в обществе демонстрирует более высокий уровень осознания роли организаций в жизни людей. Такое отношение называют социальной ответственностью организации.

В настоящей работе проводится рассмотрение базовых способов перекачки высоковязкой нефти по трубопроводу, а также методы изменения тепловых параметров работы системы трубопроводного транспорта. Регулирование термодинамических характеристик перекачки нефти дает возможности для более эффективного транспорта нефти, в том числе и высоковязкой нефти, которая является перспективным ресурсом на фоне постепенного истощения запасов легкой нефти.

Места проведения работ – север Республики Коми, территория НПС (открытая местность) и рабочий кабинет, оснащенный ПК площадью 36 м². На НПС ведутся работы по обслуживанию пункта подогрева нефти (ППН): снятие показаний контрольно-измерительных приборов, визуальный контроль оборудования, переключение запорной арматуры в соответствии с технологическими режимами. Работы в помещении: проведение теплогидравлических расчетов, анализ НТД и методических пособий.

Все работы ведутся в теплое и холодное времена года.

					<i>Исследование процесса транспортировки высоковязкой нефти с помощью модели в среде графического программирования</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Мисюн М.А.			Социальная ответственность		Лит.	Лист
Руковод.		Никульчиков В.К.						60
Консульт.		Немцова О.А.						100
Рук-ль ООП		Бурков П.В.					НИ ТПУ г.р. 2БМ6Б	

4.1 Профессиональная социальная безопасность

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится по [24]. Основные виды ОВПФ, в зависимости от их источников и уровня воздействия на рабочих местах указаны в таблице 10.

Таблица 10 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при проектировании и эксплуатации ППН

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.004-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Полевые работы 1) Снятие показаний контрольно-измерительных приборов; 2) Визуальный контроль оборудования; 3) Переключение запорной арматуры.	1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу; 3. Повреждения в результате контакта с насекомыми.	1. Электрический ток; 2. Повышенная температура поверхностей оборудования; 3. Пожаро-взрывоопасность.	ГОСТ 12.1.019-2009 [] ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ []12.1.101-76 []
2. Камеральные работы 1) Анализ НТД и методических пособий; 2) Теплогидравлический расчёт участка МН; 3) Экономический анализ решений.	1. Отклонение показателей микроклимата; 2. Недостаточная освещённость рабочей зоны; 3. Монотонный режим работы и эмоциональные перегрузки.	1. Электрический ток 2. Пожаро-взрывоопасность.	СанПиН 2.2.4.548-96 [] СНиП 23-05-95 [] СанПиН 2.2.1/2.1.1.127 8-03 []

4.2 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды и обоснование мероприятий по их устранению

4.2.1 Полевые работы

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Климатические параметры севера Республики Коми – средняя температура января: минус 20°C, средняя температура июля: плюс 11°C, осадки от 700 мм в год. Зима на территории республики холодная и является самым продолжительным периодом. Абсолютная минимальная температура воздуха – минус 55°C. Усреднённая скорость ветра зимой – 2,7 м/с. Лето в республике

умеренно тёплое. Абсолютная максимальная температура плюс 17°C. Усреднённая скорость ветра летом составляет 2,6 м/с.

Рассматриваемые территории относятся к особому (районы, расположенные севернее Полярного круга) и IV (остальные районы) климатическим поясам. Согласно [25] работающие при низких температурах в соответствии с климатическими поясами должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами:

- куртка на утеплённой подкладке, брюки на утеплённой подкладке (со сроком носки 1,5 года), сапоги утеплённые (со сроком носки 2 года);
- в особом климатическом поясе дополнительно к тёплой специальной одежде (куртка на утеплённой подкладке, брюки на утеплённой подкладке) выдаются: 1 полушубок – на 4 года, шапка-ушанка – на 3 года, меховые рукавицы – на 2 года.

Допустимая продолжительность однократного за рабочую смену пребывания на открытой территории в холодный период года принимается согласно [26] по таблицам 11 и 12.

Таблица 11 – Допустимая продолжительность (ч) однократного за рабочую смену пребывания на открытой территории в IА климатическом регионе («особый» климатический пояс) в зависимости от температуры воздуха и уровня энерготрат

Температура воздуха, °С	Энерготраты, Вт/м2 (категория работ)		
	88 (Iб)	113 (IIа)	145 (IIб)
-10	охлаждение через 2,8	охлаждение поверхности тела отсутствует	охлаждение поверхности тела отсутствует
-15	1,8	охлаждение через 5,6	-
-20	1,3	2,6	-
-25	1,0	1,7	-
-30	0,9	1,3	охлаждение через 3,4
-35	0,7	1,0	2,0
-40	0,6	0,8	1,4

Таблица 12 – Допустимая продолжительность (ч) однократного за рабочую смену пребывания на открытой территории в IB климатическом регионе (IV климатический пояс) в зависимости от температуры воздуха и уровня энерготрат

Температура воздуха, °С	Энерготраты, Вт/м2 (категория работ)		
	88 (Iб)	113 (IIa)	145 (IIб)
-10	охлаждение поверхности тела отсутствует	охлаждение поверхности тела отсутствует	охлаждение поверхности тела отсутствует
-15	охлаждение через 7,1	охлаждение поверхности тела отсутствует	охлаждение поверхности тела отсутствует
-20	3,4	охлаждение поверхности тела отсутствует	-
-25	2,3	-	-
-30	1,7	охлаждение через 4,3	-
-35	1,4	2,5	-
-40	1,1	1,9	-

Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу

Основными источниками выделения вредных веществ являются нарушения герметичности оборудования (дефекты материалов и строительно-монтажных работ, коррозия, не соблюдение правил эксплуатации, окончание нормативного срока службы уплотнений запорной арматуры).

В этой зоне возможны проявления токсичных газов нефти, к которым относятся пары нефти, сероводорода, метана, легких углеводородов.

Согласно [27] воздушные смеси и газы, проявления которых возможны в рабочей зоне оборудования, по степени воздействия на организм человека относятся к третьему и четвертому классу (таблица 13).

Таблица 13 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ

Вещество	ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м³	Класс опасности
Сероводород в смеси с углеводородами C ₁ – C ₅	3	III
Бензол	5	
Окислы азота	5	
Масла минеральные нефтяные	5	
Сероводород	10	
Оксида углерода	20	IV
Нитросоединения метана	30	

					Социальная ответственность	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Продолжение таблицы 13

Ксилол	50	
Толуол	50	
Бензин	100	

Все из перечисленных газов и смесей газов относятся к ядам и оказывают отравляющее воздействие на организм человека. Бензин, углеводородные газы и сероводород оказывают наркотическое действие, при этом углеводородные газы и сероводород оказывают вдобавок раздражающее действие на организм человека. Углеводородные газы воздействуют на легочную ткань, а сероводород на верхние дыхательные пути. При попадании на кожу они сушат и обезжиривают ее, что может привести к таким кожным заболеваниям, как дерматит или экзема. Смеси из метана и углеводородов являются нервными ядами, воздействующими на центральную нервную систему. Первыми признаками отравляющего действия на организм человека являются: головокружение, тошнота, недомогание, повышенная температура.

Мероприятия по снижению загазованности и защиты организма человека [27]:

1. исключение источников газообразования (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры);
2. применение средств индивидуальной защиты (противогазы, респираторы, спецодежда, изолирующие костюмы, рукавицы, перчатки, очки, маски);
3. исключение или снижение необходимости присутствия человека путем автоматизации процессов и дистанционным их управлением.

Повреждения в результате контакта с насекомыми

Защита от насекомых является актуальным вопросом для предприятий, чьи работники осуществляют деятельность в лесных зонах и приграничных территориях. Укусы насекомых не безобидны: они могут спровоцировать даже у здорового человека аллергическую реакцию (зуд, боль, дерматит, отеки и

					Социальная ответственность	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

повышение температуры). Возможны и более серьезные последствия: заражение микробактериозом, малярией, желтой лихорадкой, денге, филяриатозом, туляремией, гепатитом.

Наибольшую опасность представляют клещи - переносчики клещевого энцефалита. Заражение вирусом энцефалита может привести к расстройству памяти и интеллекта, параличу и даже летальному исходу. По данным Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека за сезон в медицинские учреждения за помощью по поводу присасывания клещей обращается более 30 тыс. человек. [28]

Работникам, выполняющим работу в районах, где в весенне-летний период наблюдается массовый лет кровососущих насекомых или где имеется опасность заражения клещевым энцефалитом, дополнительно к специальной одежде, специальной обуви, предусмотренным [30], выдаются:

1. костюм для защиты от кровососущих насекомых или комплект защитной трикотажной одежды (рубашка верхняя из тонкого защитного полотна, рубашка нижняя из толстого защитного полотна, головная накладка со специальной пропиткой) (1 со сроком носки – 2 года), накомарник (1 со сроком носки – 1 год);
2. костюм противоэнцефалитный (1 со сроком носки – 3 года), если такая выдача не предусмотрена настоящими Нормами;
3. набор репеллентов: аэрозоль для защиты от гнуса и мошки или крем в тубе для защиты от гнуса и мошки (не менее 4 баллончиков или штук), аэрозоль для защиты от клещей (не менее 1 баллончика), средство после укусов – бальзам (не менее 1 тубы) – на период массового лета кровососущих насекомых.

4.2.2 Камеральные работы

Отклонение показателей микроклимата в помещении

Согласно [31] при нормировании параметров микроклимата выделяют холодный период года, характеризуемый среднесуточной температурой

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

наружного воздуха, равной плюс 10°C и ниже и теплый период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха выше плюс 10°C. Разграничение работ по категориям осуществляется на основе интенсивности общих энергозатрат организма в ккал/ч (Вт).

В анализируемом производственном процессе работы относятся к категории Ia и IIб.

К Ia относятся работы с интенсивностью энергозатрат до 120 ккал/ч, производимые сидя и сопровождающиеся незначительным физическим напряжением.

К категории IIб относятся работы с интенсивностью энергозатрат 201–250 ккал/ч, связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением.

Таблица 14 – Оптимальные нормы микроклимата в рабочей зоне производственных помещений [32]

Сезон года	Категория тяжести работ	Температура, °C	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Ia	22-24	60-40	0,1
	IIб	17-19	60-40	0,2
Тёплый	Ia	23-25	60-40	0,1
	IIб	19-21	60-40	0,2

Для поддержания оптимальных показателей микроклимата в рабочей зоне, в помещении работают системы отопления и вентиляции.

Недостаточная освещённость рабочей зоны

Правильно спроектированное и рационально выполненное освещение производственных помещений оказывает положительное воздействие на работающих, способствует повышению эффективности и безопасности труда, снижает утомление и травматизм, сохраняет высокую работоспособность.

В процессе планировки освещения должны быть решены следующие вопросы:

- выбор системы освещения;
- выбор источников света;
- выбор светильников и их размещение;
- выбор нормируемой освещённости;
- расчёт освещения методом светового потока.

Основные требования и значения нормируемой освещённости рабочих поверхностей изложены в [33]. Выбор освещённости осуществляется в зависимости от размера объёма различения (толщина линии, риски, высота буквы), контраста объекта с фоном, характеристики фона.

Таблица 15 – Нормы освещённости производственных помещений при искусственном освещении рабочего места

Характеристика зрительной работы	Наименьший размер объекта различения, мм	Разряд зрительной	Подразряд зрительной работы	Контраст объекта с фоном	Характеристика фона	Искусственное освещение		
						Освещённость, лк		
						При системе комбинированного освещения		При системе общего освещения
						Всего	В т.ч. от общего	
Высокой точности	От 0,3 до 0,5	III	в	Малый Средний Большой	Светлый Средний Тёмный	750 600	200 200	300 200

Монотонный режим работы

В зависимости от категории трудовой деятельности и уровня нагрузки за рабочую смену при работе устанавливается суммарное время регламентированных перерывов.

Для предупреждения преждевременной утомляемости пользователей ПЭВМ рекомендуется организовывать рабочую смену путем чередования работ

					Социальная ответственность	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

с использованием ПЭВМ и без него. При возникновении у работающих с ПЭВМ зрительного дискомфорта и других неблагоприятных субъективных ощущений, несмотря на соблюдение санитарно-гигиенических и эргономических требований, рекомендуется применять индивидуальный подход с ограничением времени работы с ПЭВМ.

Таблица 16 – Суммарное время регламентированных перерывов в зависимости от продолжительности работы, вида и категории трудовой деятельности с ПЭВМ.

Категория работы с ПЭВМ	Уровень нагрузки за рабочую неделю при видах работ с ПЭВМ			Суммарное время регламентированных перерывов, мин	
	Группа А, количество знаков	Группа Б, количество знаков	Группа В, ч	При 8-часовой смене	При 12-часовой смене
I	до 20 000	до 15 000	до 2	50	80
II	до 40 000	до 30 000	до 4	70	110
III	до 60 000	до 40 000	до 6	90	140

В случаях, когда характер работы требует постоянного взаимодействия с ВДТ (набор текстов или ввод данных и т.п.) с напряжением внимания и сосредоточенности, при исключении возможности периодического переключения на другие виды трудовой деятельности, не связанные с ПЭВМ, рекомендуется организация перерывов на 10-15 мин через каждые 45-60 мин работы.

Продолжительность непрерывной работы с ВДТ без регламентированного перерыва не должна превышать 1 ч.

Во время регламентированных перерывов с целью снижения нервно-эмоционального напряжения, утомления зрительного анализатора, устранения влияния гиподинамии и гипокинезии, предотвращения развития позотонического утомления целесообразно выполнять комплексы упражнений.

4.3 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды и обоснование мероприятий по их устранению

4.3.1 Полевые работы

Электрический ток

Атмосферное электричество является опасным фактором ввиду того, что молния имеет температуру 10000 °С, напряжение 220 МВ и силу тока до 1200кА.

Опасными воздействиями атмосферного электричества являются [34]:

- ударная волна, сформированная при электрическом разряде, способна вызвать механические повреждения;
- прямое попадание молнии способно вызвать поражение электрическим током обслуживающего персонала, а также привести к пожару;
- электростатическая и электромагнитная индукция, являющиеся вторичным проявлением атмосферного электричества, способны вызвать искрение в местах с плохим контактом, следствием чего может служить взрыв в случае имеющихся взрывоопасных веществ.

Для защиты от прямых ударов молнии применяются молниеотводы, которые принимают удар молнии на себя и отводят его в землю. Для молниезащиты территории НПС, сооружения оборудуют молниеотводами.

Поскольку на территории НПС находятся энергоемкие объекты, например, насосное оборудование, то возникает опасность поражения электрическим током, напряжение которого достигает 10 кВ, а также опасность возникновения пожара и/или взрыва.

Поражающими факторами электрического тока являются: электроожог, электроудар и электросудорога. Электросудороги характерны для напряжения до 1000 В, электроудары – свыше 1000 В, электроожоги – до и свыше 1000 В. Порог ошутимости тока равен 0,5-1,5 мА. При воздействии на человека тока силой в 10-15 мА начинаются болезненные судороги. Ток силой в 20-25 мА

					Социальная ответственность	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

оказывает затруднения дыхания. Ток силой в 100 мА является смертельным для человека при воздействии более 2 с.

Меры защиты согласно [35]:

1. Применяются защитное зануление, защитное заземление, защитное отключение.
2. Обеспечивают изоляцию, ограждение и недоступность электрических цепей.
3. Использование предупредительных плакатов и знаков безопасности.
4. Применяют средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и боты, диэлектрические резиновые коврики, инструменты с изолированными ручками.

Повышенная температура поверхностей оборудования

К опасности термического характера относятся повышенная температура поверхности оборудования и тепловое излучение.

Тепловым излучением называется процесс, при котором теплота излучения распространяется в основном в форме инфракрасного излучения с длиной волны около 10 мм. Источниками тепловых излучений являются все тела, нагретые до температуры выше температуры окружающей среды. В условиях производства источниками тепловых излучений могут быть наружные стенки горячих трубопроводов, технологическое оборудование, провода и кабели электросетей, электрические машины и аппараты и др. Также контакт с нагретыми поверхностями может вызвать ожоги различных тканей организма человека. Изменения, происходящие в клетках при нагревании, определяются соотношением между уровнем повышения температуры и продолжительностью гипертермии. Так, гибель эпидермальных клеток кожи наступает при нагревании до 44 °С в течении не менее 6ч. Повышение температуры на 1 °С сокращает этот срок вдвое, а при температуре 51 °С и выше скорость развития необратимых изменений ещё более возрастает. При нагревании до температуры 70 °С гибель клеток наступает практически мгновенно.

					Социальная ответственность	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Температура нагретых поверхностей производственного оборудования и ограждений на рабочих местах не должна превышать 45 °С [31].

Для защиты людей от вредного воздействия теплового излучения и высоких температур применяют теплоизоляцию горячих поверхностей, например, путем обмазки наружных поверхностей каким-либо строительным раствором с наполнителем в виде стекловаты или асбеста. Общей защитой от излучения могут служить экраны из малотеплопроводных материалов (асбест, шифер), а в качестве средств индивидуальной защиты применяются спецодежда (брезентовые или суконные костюмы).

Пожаро-взрывоопасность

В зоне работы возможно скопление паров нефти, сероводорода, метана, легких углеводородов. Эти газы являются горючими и увеличивают риск возникновения пожаров и взрывов.

Основными источниками их выделения являются нарушения герметичности оборудования (дефекты материалов и строительно-монтажных работ, коррозия, не соблюдение правил эксплуатации, окончание нормативного срока службы уплотнений запорной арматуры и насосов).

Согласно [35] опасные газы имеют характеристики, описанные в таблице 17.

Таблица 17 – Характеристика взрывоопасных газов

Наименование	Температура, °С		Предел взрываемости, мг/м ³	
	вспышки	самовоспламенения	нижний	верхний
Углеводороды	3...+45	260-375	1,1	6,4
Сероводород	–	246	4,3	10,0
Газ нефтяной	–	405-580	6,0	13,5

Методы снижения пожаровзрывоопасности:

1. Исключение источников газообразования (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры).
2. Исключение причин возникновения пожаров и взрывов.

3. Контроль загазованности газоанализаторами.

4. Применение электрооборудования во взрывобезопасном исполнении.

Для размещения первичных средств пожаротушения на территории организации на каждые 5000 м² (но не менее одного) должны быть установлены пожарные щиты (пункты) со следующим набором средств пожаротушения: огнетушители пенные - 2, огнетушители порошковые или углекислотные – 1, ящики с песком – 1 (1 м³), асбестовое полотно или войлок – 2, лопаты – 4, топоры – 2, ломы – 1 [36].

Экологическая безопасность

В таблице 18 представлены вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при производстве строительно-монтажных работ проектируемого трубопровода.

Таблица 18 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при проектировании и эксплуатации ППН

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	В результате ремонтных работ, несоблюдения правил эксплуатации оборудования, аварий утечка нефти, масла и других загрязняющих веществ. Также причиной этого может быть неправильная утилизация тары из-под лакокрасочных материалов, промасленной ветоши, отработанных масел.	– вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреактивов, мусора, загрязненной земли – складирование отходов в металлические контейнеры, вывоз на полигоны промышленных отходов; – проведение своевременного осмотра оборудования и устранение несоответствий паспортным требованиям.
Лес и лесные ресурсы	Лесные пожары	Уборка и уничтожение порубочных остатков и другие методы ухода за лесосекой

Продолжение таблицы 18

Вода и водные ресурсы	Загрязняющие вещества, такие как нефть, масла, растворители, шлам очистки насосов от нефти поступают в гидросферу в составе сточных вод от многих объектов НПС, причиной этого могут быть ремонтные работы, несоблюдение правил эксплуатации оборудования, аварии.	<ul style="list-style-type: none"> – своевременный осмотр оборудования и устранение несоответствий паспортным требованиям; – своевременная уборка отходов в специально отведенные места с дальнейшей транспортировкой до мест переработки; – очистка, а затем отвод сточных воды с объектов НПС только соответствующих нормативным требованиям.
Воздушный бассейн	Выбросы токсичных паров нефти	<ul style="list-style-type: none"> – проверка оборудования на прочность и герметичность; – соблюдение правил эксплуатации; – своевременная замена уплотнений запорной арматуры; – оснащение системой контроля загазованности.

Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Перечень возможных ЧС:

- стихийного характера (лесные пожары, наводнения, ураганные ветры);
- социального характера (террористический акт);
- техногенного характера (производственная авария).

Наиболее типичной и опасной является ЧС техногенного характера. Одними из наиболее вероятных и негативно сказывающихся видов ЧС является аварийный разлив нефти.

Практика эксплуатации магистральных нефтепроводов показывает, что условия возникновения аварий бывают самыми различными, но в большинстве случаев они связаны с разгерметизацией трубопровода и выходом нефти или нефтепродукта наружу. Закон о промышленной безопасности требует, чтобы были разработаны планы ликвидации аварийных разливов нефти на магистральных нефтепроводах.

Для снижения риска возникновения ЧС согласно [37] проводятся следующие мероприятия:

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

- организуется техническая диагностика оборудования, а также его техническое обслуживание и ремонт;
- осуществляется приобретение современных приборов контроля и сигнализации на замену физически и морально устаревших;
- проводятся периодические и внеочередные инструктажи с обслуживающим персоналом.

Природоохранные мероприятия при ликвидации возможного аварийного разлива нефти и его включают в себя [38]:

1. Разработку и согласование с местными природоохранными органами и другими заинтересованными органами надзора мероприятий по ликвидации последствий аварий.
2. Сокращение объема вытекающей нефти за счет остановки перекачки по поврежденному участку трубопровода.
3. Приобретение установок, материалов, оборудования для сбора загрязняющих веществ с акватории водоемов и для обезвреживания промышленных отходов.
4. Оперативные мероприятия по локализации и сбору нефти с водной поверхности (установка боновых заграждений, обустройство земляных дамб, сбор нефтяной пленки нефтесборщиками).
5. Проведение рекультивации загрязненных и нарушенных земель.
6. Мероприятия по реабилитации акваторий, загрязненных в результате аварийного разлива нефти.
7. Организацию производственного эколого-аналитического контроля за состоянием нарушенных компонентов природной среды в соответствии с «Регламентом о порядке организации эколого-аналитического контроля за состоянием окружающей среды на промышленных объектах ОАО «АК «Транснефть»».
8. Определение размеров компенсационных выплат за ущерб, нанесенный природной среде в результате аварии.

9. Организацию отбора арбитражных проб при разногласиях с контролирующими органами.

Влияние нефти на окружающую среду может быть чрезвычайно разнообразным. Такое разнообразие обусловлено сложностью химического состава загрязнителей, их взаимодействием и концентрациями. Прогноз последствий возможных аварий осложняется чрезвычайно широким спектром реакций растений и животных, обусловленных спецификой животных, кормовыми предпочтениями, дозами и путями попадания загрязнителей в организм.

4.4 Законодательное регулирование проектных решений

В случае причинения вреда жизни или здоровью в результате аварии или инцидента на опасном производственном объекте эксплуатирующая организация опасного производственного объекта, ответственная за причиненный вред, обязаны обеспечить выплату компенсации в счет возмещения причиненного вреда:

- гражданам, имеющим право в соответствии с гражданским законодательством на возмещение вреда, понесенного в случае смерти потерпевшего (кормильца), - в сумме два миллиона рублей;
- гражданам, имеющим право в соответствии с гражданским законодательством на возмещение вреда, причиненного здоровью, - в сумме, определяемой исходя из характера и степени повреждения здоровья по нормативам, устанавливаемым Правительством Российской Федерации. Размер компенсации в этом случае не может превышать два миллиона рублей. [39]

Продолжительность смены в ночное время сокращается на один час без последующей отработки. Ночное время – время с 22 часов до 6 часов.

Не сокращается продолжительность смены в ночное время для работников, принятых специально для работы в ночное время. Продолжительность работы в ночное время уравнивается с продолжительностью

					Социальная ответственность	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

работы в дневное время в тех случаях, когда это необходимо по условиям труда, а также на сменных работах при шестидневной рабочей неделе с одним выходным днем. Список указанных работ может определяться коллективным договором, локальным нормативным актом.

Продолжительность рабочего дня или смены, непосредственно предшествующих нерабочему праздничному дню, уменьшается на один час.

В непрерывно действующих организациях и на отдельных видах работ, где невозможно уменьшение продолжительности смены в предпраздничный день, переработка компенсируется предоставлением работнику дополнительного времени отдыха или, с согласия работника, оплатой по нормам, установленным для сверхурочной работы [40].

					Социальная ответственность	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

Основным методом перекачки высоковязких нефтей является метод предварительного подогрева в целях понижения вязкости и плотности нефти для дальнейшей транспортировки. Данный способ наиболее распространён и активно применяется на действующих нефтепроводах севера.

С помощью пакета графического программирования LabView на основе выведенной математической модели была реализована модель перекачки высоковязкой нефти «горячим» нефтепроводом, позволяющая отслеживать основные параметры перекачки: плотность, вязкость, температура нефти, давление в заданных точках, потери напора на участках, режимы течения, а также необходимость дополнительного подогрева. Это даёт возможность быстро обрабатывать полученную информацию, проводить параметрические исследования и принимать на основе полученных данных технологические или управленческие решения. Данный программный комплекс способен сократить временные затраты на этапе проектирования нефтепровода, может быть использован в учебных или иных подобных целях.

При применении технологии транспорта нефти в указанных условиях экономический эффект достигает 41,21 млн. руб./год, т.е. увеличивается на 42,1% при ведении транспорта в оптимальном режиме работы насосного оборудования, а эффект экономии электроэнергии может достигать 6346 кВт в год. Так как расход магистрального трубопровода зависит еще и от количества нефти сдаваемой нефтедобывающими компаниями, отклонения параметров режима работы от приведенных для расчета неизбежны. Поэтому указанные значения являются оптимистичной оценкой. Дальнейшее уточнение должно проводиться с использованием плановых объёмов

					Исследование процесса транспортировки высоковязкой нефти с помощью модели в среде графического программирования							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Мисюн М.А.			Заключение				Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Никульчиков В.К.									77	100
Консульт.									НИ ТПУ зр. 2БМ6Б			
Рук-ль ООП		Бурков П.В.										

перекачки.

Установлены опасные и вредные факторы, воздействующие на работника в процессе проектирования и эксплуатации пункта подогрева нефти. Разработаны меры защиты. Одними из наиболее вероятных и негативно сказывающихся видов ЧС является аварийный разлив нефти. В работе приведен перечень мероприятий по предупреждению и ликвидации последствий аварийных разливов нефти.

					Заключение	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Список использованных источников

1. Абрамзон Л.С. Трубопроводный транспорт высоковязких и высокозастывающих нефтей / Л.С. Абрамзон, В.Е. Губин, В.Н. Дегтярев // В кн.: ТНТО Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1968. – 92 с.
2. Алиев Р.А. Трубопроводный транспорт высокозастывающих нефтей с жидкими углеводородными растворителями / Р.А. Алиев, Э.М. Блейхер – М.: ВНИИОЭНГ, 1970. – 88 с.
3. Асатурян А.Ш. Гидротранспорт вязких нефтей по трубопроводам / А.Ш. Асатурян, В.И. Черников // Нефтяное хозяйство. 1965. – №7. – С. 83-86.
4. Банатов В.В. Реологические свойства вязких нефтей и нефтепродуктов и их регулирование комплексными методами воздействия. – Тюмень, 2003. – 164 с.
5. Влияние механических воздействий на физические свойства высоковязкой нефти / З.С.Салимов [и др.]. // Химия и технология топлив и масел. – 2001. – №6. – С. 22-23
6. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. – М.: Стандартиформ, 2006. – 12 с.
7. Мастобаев Б.Н., Хайбуллин Р.Я., Арменский Е.А. Влияние асфальтосмолистых веществ на процесс парафинизации нефтепроводов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1981. – №8. – С. 9-10.
8. Новоселов В.Ф. Трубопроводный транспорт нефти и газа. Перекачка вязких и застывающих нефтей. Специальные методы перекачки: учебное пособие / В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак. – Уфа: Изд. УНИ, 1998. – 108 с.
9. Панов Ю.С. Технология перекачки высоковязких нефтей, включая северные районы // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1987.

					Исследование процесса транспортировки высоковязкой нефти с помощью модели в среде графического программирования		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Мисюн М.А.			Список использованных источников	Лит.	Лист
Руковод.		Никульчиков В.К.					Листов
Консульт.							79
Рук-ль ООП		Бурков П.В.					100
						НИ ТПУ гр. 2БМ6Б	

– №5. – С. 36-38.

- 10.Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Высоковязкие нефти: аналитический обзор закономерностей пространственных и временных изменения их свойств // Нефтегазовое дело. – 2006. – №1. – С. 1-32.
- 11.РД 153-39.4.-056-00. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов
- 12.Розенцвайг А.Г., Тронов В.П., Исмагилов И.Х. Особенности эксплуатации промысловых систем сбора высоковязкой нефти // Нефтепромысловое дело. – 1980. – №2. – С. 55-58.
- 13.Способ введения депрессорной присадки в парафинистую нефть: патент Рос. Федерация № 2508393; заявл. 20.11.12, опубл. 27.02.14 Бюл. №6. – 3 с.
- 14.Трясцин Р.А. Повышение эффективности трубопроводного транспорта высоковязких нефтей в смеси с газоконденсатом при пониженных температурах. – Тюмень, 2006. – 148 с.
- 15.Эффективность применения магнитных и электромагнитных полей на отложения парафина. – М.: Миннефтепром, ПечорНИПИНефть, 1990.
- 16.Васильев Г.Г., Коробков Г.Е., Коршак А.А. и др.; под редакцией С.М. Вайнштока. Трубопроводный транспорт нефти // Учеб. для вузов: в 2 т. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. Т.1. 407 с.
- 17.Бутырин П.А. Автоматизация физических исследований и эксперимента: компьютерные измерения и виртуальные приборы на основе Lab VIEW 7/ Под.ред. Бутырина П. А. -М.: ДМК Пресс, 2005. 264 с.
- 18.Казаков А.И., Некучаев В.О. Анализ технологических режимов работы МН «Уса – Ухта» и «Ухта – Ярославль» в зимний период времени. – Ухта, 2015. – 10 с.
- 19.Фёдоров П.В. Совершенствования методов планирования технологических режимов и контроля процесса транспортировки нефти по магистральным нефтепроводам. – Ухта, 2011. – 25 с.
- 20.Михеев М.М., Михеев Д.М. Измерение температурных зависимостей вязкости и энергии активации смеси усинской и ярегской нефтей с

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

помощью вибрационного вискозиметра SV-10. // Приоритетные научные направления: от теории к практике. 2016 – 8 с.

- 21.Фёдоров В.Т., Казаков В.В., Челинцев С.Н. Совершенствование технологии применения депрессорной присадки при транспортировке высокозастывающей смеси нефтей Тимано-Печорской нефтегазовой провинции. // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2013 – №2 (10) – 5 с.
- 22.Приказ Федеральной антимонопольной службы от 11 декабря 2017 года № 1659/17 Об установлении тарифов на услуги ПАО «Транснефть» по транспортировке нефти по системе магистральных трубопроводов.
- 23.РД 153-39.4.-113-01. Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов
- 24.Приказ Минздравсоцразвития России от 01.06.2009 № 290н (ред. от 12.01.2015) «Об утверждении Межотраслевых правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты.
- 25.Приказ Минздравсоцразвития России от 01.06.2009 № 290н (ред. от 12.01.2015).
- 26.Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях. Методические рекомендации. МР 2.2.7.2129-06" (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 19.09.2006).
- 27.ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 28.Федеральная служба по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека. О ситуации по клещевому энцефалиту и другим заболеваниям, передающимся при укусе клещей . Электронный ресурс: http://rospotrebnadzor.ru/region/rss/rss.php?ELEMENT_ID=6124 (дата обращения 25.04.2018)

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

- 29.План закупок на 2015 г. [Электронный ресурс]. – электрон. табл. – АО «Транснефть – Сибирь», 2015, режим доступа: <http://sibnefteprovod.transneft.ru/tenders/plan/>.
- 30.Приказ Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации Приказ № 454н «Об утверждении типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам связи, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением».
- 31.СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
- 32.СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение.
- 33.РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты и сооружений.
- 34.ГОСТ 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
- 35.ГОСТ 12.1.001-76. Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования.
- 36.РД 153-39ТН-008-96. Руководство по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций.
- 37.РД 153.39.4.-056-00 Правила технической эксплуатации нефтепроводов.
- 38.РД 153-39.4-114-01 Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах.
- 39.Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 с изменениями от 07.03.2017.
- 40.Трудовой кодекс №197-ФЗ с изменениями от 13.04.2014.

- 41.Ширгазина Р.З., Влияние естественной температуры грунта на режим работы «горячего» трубопровода. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. М.: ВНИИОЭНГ, 1978, №2. с 16-17.
- 42.Яблонский В.С. Проектирование, эксплуатация и ремонт нефтепродуктопроводов / В.С. Яблонский, В.Ф. Новосёлов, В.В. Галеев, Г.З. Закиров. – М.: Недра, 1965. – 410 с.

					Социальная ответственность	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение А
(обязательное)

Раздел ВКР, выполненный на иностранном языке

Eigenschaften und Besonderheiten von Erdöl

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Мисюн Максим Александрович		

Консультант отделения ОНД:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Никульчиков Виктор Кенсоринович	к.т.н., доцент		

Консультант – лингвист отделения ОИЯ ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОИЯ ШБИП	Щеголихина Юлия Викторовна	к.фил.н.		

1 Allgemeines zum Erdöl

1.1 Eigenschaften, Vorkommen, Gewinnung

Erdöl ist ein aktuelles Thema, das uns in den Nachrichten fast täglich begegnet: steigende Mineralölpreise oder Unfälle, bei denen Öl die Umwelt schädigt.

Das Erdöl und besonders Erdölprodukte spielen in unserer heutigen Konsumgesellschaft eine bedeutende Rolle. Dieses Thema ist an vielen Stellen zu weitläufig, um alle Aspekte im Vortrag beschreiben.

Das Ziel dieser Arbeit ist die Verallgemeinerung der grundlegenden Konzepte über Erdöl und seine Produkte. Dazu muss man grundlegende physikalisch-Chemische Eigenschaften, Gefahren, industrielle Bedeutung beschreiben. Das Erdöl hat viele Dispersionsveränderungen, die auf ihre Eigenschaften einwirken. Diese Faktoren führen zu starken hydrodynamischen Schwingungen in die Rohrarmaturen, zu Erhöhung der Energie- und Finanzkosten. Deshalb ist die Kenntnis der rheologischen Eigenschaften von Erdöl sehr wichtig und bestimmt weitgehend die Methode seines Transports.

Das Erdöl, ein Naturprodukt aus vielen verschiedenen Stoffen, hat keine einheitlichen Eigenschaften. Man kann gerade bei den physikalischen Daten keine exakten Aussagen treffen, da die Zusammensetzung stark differiert.

Es handelt sich um gelbe bis fast schwarze, viskose Flüssigkeiten, die gelb bis grünblau fluoreszieren und im Licht bei Sauerstoffzutritt allmählich nachdunkeln, da sich asphaltartige Stoffe bilden. Der Geruch ist ebenfalls stark abhängig von der Zusammensetzung und kann von angenehm aromatisch bis extrem unangenehm (knoblauchartig) reichen. Die Dichte der Rohöle variiert zwischen 0,65 bis 1,02, liegt aber meistens zwischen 0,82 und 0,94. Auf die Siedepunkte der wichtigsten Erdölbestandteile wird unter Punkt 4 noch ausführlich eingegangen, sie liegen etwa zwischen 30 und 350°C. Erdöl ist wasserunlöslich, bildet aber häufig beständige

					Исследование процесса транспортировки высоковязкой нефти с помощью модели в среде графического программирования								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Мисюн М.А.			Приложение А					Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Никульчиков В.К.										85	100
Консульт.		Щеголихина Ю.В.								НИ ТПУ г.р. 2БМ6Б			
Рук-ль ООП		Бурков П.В											

Öl/Wasser- Emulsionen, die oft Probleme mit sich bringen. Mit Ether, Toluol, Chloroform und ähnlichen Stoffen ist es dagegen in jedem Verhältnis mischbar. Erdöl zeigt zudem eine hohe Kapillarität, weshalb es aus tonigen in sandige Zonen wandern kann [3].

Bis heute ist aber nicht eindeutig geklärt, wie das Erdöl entsteht, oder besser, wie es entstanden ist. Die Wissenschaft verfolgt verschiedene Entstehungstheorien, hat allerdings noch keine Lösung gefunden. Trotzdem gehen die meisten Theorien aufgrund der chemischen Zusammensetzung und den Lagerstätten auf einen organischen Ursprung zurück.

Die bekannteste Theorie geht davon aus, dass das Erdöl hauptsächlich aus Kohlenhydraten, Eiweißstoffen und Fetten von Kleinpflanzen und -tieren unter Druck, Hitze und unter dem Einfluss von Bakterien, Enzymen und mineralischen Katalysatoren, in flachen, küstennahen Gewässern, also aus marinem Faulschlamm hervorgegangen. Diese Theorie wird dadurch untermauert, dass optisch aktive Bestandteile im Erdöl nachgewiesen wurden, die nur aus organischem Material entstanden sein können, bzw. Abbauprodukte von Chlorophyll und Hämin sind. Außerdem konnten u. a. Chemofossilien isoliert werden. Dabei stellte man fest, dass die Zusammensetzung altersabhängig ist.

Die chemische Zusammensetzung, der Stoffe mit oft ähnlichen Eigenschaften, ist erst in neuerer Zeit mit modernen Analysemethoden, z. B. Massenspektrometer, Gaschromatographen, IR- und NMR-Spektroskopien, genauer bestimmt worden.

Bei der folgenden Aufstellung bleibt zu berücksichtigen, dass die genaue Zusammensetzung stark vom Fundort abhängt. Trotzdem haben Elementaranalysen ergeben, dass im Erdöl etwa 85 – 90 % Kohlenstoff, 10 – 14 % Wasserstoff, - 1,5 % Sauerstoff, 0,1 – 3 % Schwefel und Spuren von Stickstoff, Chlor, Iod, Natrium, Kalium, u. a. vorliegen. Alle Nebenbestandteile liegen hauptsächlich gebunden vor, z. B. Sauerstoff in Phenolen, Aldehyden und dergleichen oder Schwefel in Sulfiden und heterocyclischen Verbindungen.

Bei den beiden Hauptbestandteilen, Kohlenstoff und Wasserstoff, handelt es sich hauptsächlich um Kohlenwasserstoffe:

					Приложение А	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Geradkettige und verzweigte Alkane (von C₅H₁₂ bis C₃₀H₆₂);
- Cycloalkane (Cyclopentan, -hexan, -heptan);
- Aromaten;

Alkene spielen dagegen nur eine untergeordnete Rolle [1].

Insgesamt hat man bis heute mehr als 500 Komponenten gefunden und charakterisiert und man geht noch von vielen weiteren aus.

Das Naturprodukt Erdöl kommt weitgehend in den Sedimentgesteinen (Tongesteine, Sand- und Kalkstein) der Erdkruste vor, die aus Meeresablagerungen entstanden sind. In Tiefen- und Ergussgesteinen (Granit, Lava, Tuff, usw.) sind Ölvorkommen dagegen außerordentlich selten.

Fast alle Sedimentgesteine enthalten, wenn auch einen geringen Anteil, organisches Material, aus dem Erdöl entstanden sein könnte. Nun soll dargestellt werden, wie aus den winzigen, weit verbreiteten Öltropfen Öllagerstätten werden. Auf jedes Teilchen wirken grundsätzlich Kapillarkräfte, Schwerkraft bzw. Auftrieb, Oberflächenspannung (bewegungshemmend) und Druckdifferenzen. Im Laufe der Zeit sammeln sich mehrere dieser Tröpfchen im Porenraum des Muttergesteins (meist Tonablagerungsschichten) an und verbinden sich zu größeren Tropfen und Fäden. Diese können ab einer bestimmten Größe die Oberflächenspannung überwinden und setzen sich durch die Kraft des fließenden Wassers und die oben erwähnte hohe Kapillarität in Bewegung. Diese Phase des Austreibens aus dem Muttergestein ist der Beginn einer Wanderung bis zu Sickerstellen an der Erdoberfläche oder zu Gesteinsformationen, die ein Weiterwandern verhindern (sekundäre Lagerstätten). Weltweit gesehen sind 80 % der Erdöllagerstätten (Ölfallen) tektonische Fallen, 11 % sind stratigraphische Fallen und Verwerfungen und 3 % befinden sich in Salzstock-Flanken, der Rest ist anders geartet.

1.2 Gefahren

Doch bei allen positiven Aspekten des Erdöls, darf man die Nachteile, also die Gefahren, die vom Erdöl ausgehen nicht unbeachtet lassen.

					Приложение А	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Die Rechnung, dass ein Liter Öl 1 Million Liter Trinkwasser verseucht, ist im Allgemeinen bekannt. Man weiß, dass Rohöl in Wasser unlöslich ist, doch das eigentliche Problem ist, dass Öl/Wasser-Gemische keine ausgeprägte Phasengrenze haben und damit eigentlich kaum zu trennen sind. Das Öl schwimmt als undurchdringlicher Film auf der Wasseroberfläche und macht damit den lebensnotwendigen Gasaustausch an der Oberfläche unmöglich. Das gleiche gilt natürlich, wenn Öl in das Erdreich eindringt.

Mikroorganismen im Boden bzw. im Wasser gewinnen ihre Lebensenergie durch den Abbau organischer Substanzen. Hierzu benötigen sie Sauerstoff und scheiden Kohlendioxid aus. Ist nun der, durch Diffusionsvorgänge zwischen Boden/Wasser und der Atmosphäre stattfindende Gasaustausch gestört, so führt das mitunter zum Absterben der Lebewesen, denn das natürliche Gleichgewicht ist gestört [2].

2 Industrielle Bedeutung

Erdöl oder vielmehr Erdölprodukte bilden heute eine Basis der technischen Zivilisation, ohne die viele Produkte nicht zu realisieren wären und unser Lebensstandard stark reduziert wäre.

Die zugehörige Industrie bezeichnet man als Petrochemie, ein Teilgebiet der chemischen Technik, das sich mit der Herstellung und der Weiterverarbeitung der aus Erdöl und Erdgas gewonnenen organisch-chemischen Grundstoffen (Petrochemikalien). Dabei sind die wesentlichen Verfahren Cracken, Reformieren und nachgeschaltete destillative und extraktive Trennprozesse, die unter Punkt 5 ausführlich behandelt werden.

Hinter dem Begriff Erdölchemie verbirgt sich dagegen ein Konzern von Bayer und BP, der sich mit der Produktion von Ethylen, Propylen, Butadien, Epoxiden, Ethanol und Toluol beschäftigt.

Praktische Verwendung finden die Erdölprodukte vorrangig als Heizmaterial für Kraftwerke, Industrieanlagen und private Haushalte, als Kraftstoffe für Autos, Schiffe und vermehrt Flugzeuge, als Schmierstoffe für Maschinen aller Art und als Edukte für

					Приложение А	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

die Herstellung von Kunststoffen, Textilien, sowie pharmazeutischen als auch kosmetischen Produkten [4].

Wo aber auch in der Zukunft eine Besondere Bedeutung des Erdöls liegt ist als Rohstoffquelle organischer Chemikalien. Wenn man bedenkt, dass 1950 nur

44 % organischer Chemikalien aus Erdöl gewonnen wurden (Rest aus Kohle) und knapp 30 Jahre später schon 96 % daraus gewonnen wurden, so wird jedem klar welche Bedeutung gerade in diesem Sektor Erdöl spielt.

Diese einzelnen Bereiche sollen nun jeweils noch näher beleuchtet werden, indem der Gang des Erdöls, sobald es gefördert und zum eigentlichen Verarbeitungsort transportiert ist, verfolgt wird.

3 Erdölprodukte

3.1 Destillations-Produkte

Unter einer Destillation versteht man das Erhitzen einer Substanz bis zum Sieden. Dabei reichern sich die leicht verdampfenden Komponenten eher in der Gasphase, während die schwerer flüchtigen Komponenten in der flüssigen Phase verbleiben.

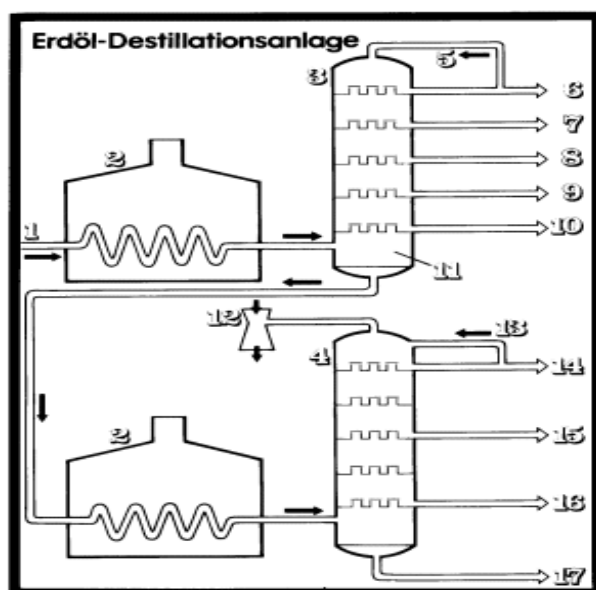
Der entstehende Dampf wird an andere Stelle durch Kondensation wieder in die flüssige Phase überführt und so in einer Vorlage aufgefangen.

Es ist klar, dass eine Trennung um so besser ist, je größer die Differenz der einzelnen Siedepunkte ist. Um die Trennung noch zu verbessern führt man eine sogenannte fraktionierte Destillation durch, bei der der Dampf immer wieder kondensiert und erneut siedet, um keine schwerer flüchtigen Komponenten mitzureißen.

Die fraktionierte Destillation ist eine großtechnische Verarbeitungsmöglichkeit und steht am Anfang jeder industriellen Verarbeitung des Erdöls. Dabei ist eine Abtrennung einzelner Komponenten unmöglich, da zu viele Komponenten zu ähnliche Siedepunkte haben.

					Приложение А	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Das Ziel der Destillation ist also eine Trennung in Fraktionen, doch da auch hier die Grenzen noch fließend sind, bestimmt der Verwendungszweck die Temperaturgrenzen der Fraktionen.



1. Rohöl
2. Ölerhitzer
3. Atmosphärische Destillationskolonne
4. Vakuum-Destillationskolonne
5. Benzin-Rücklauf
6. Leichtbenzin
7. Schwerbenzin
8. Petroleum/Kerosin
9. Leichtgasöl
10. Schwergasöl
11. Atmosphärischer Rückstand
12. Vakuum-Aggregat
13. Spindelöl-Rücklauf
14. Spindelöl
15. Schmieröl-Destillat
16. Zylinderöl
17. Vakuum-Rückstand

Abbildung 1 – schematische Darstellung einer Erdöl – Destillationsanlage

3.1.1 Mitteldestillat

Früher verwendete man das dem Mitteldestillat zugehörige Petroleum ausschließlich als Leuchtöl und Heilmittel. Doch heute spielt diese Art der Verwendung keine Rolle mehr, denn man verwendet es hauptsächlich als Düsenkraftstoff unter der Bezeichnung Kerosin [1].

3.1.2 Schmieröl-Fraktion

Die darin enthaltenen Stoffe werden wie der Name schon sagt hauptsächlich als Schmiermittel für Maschinenteile und anderes verwendet. Handelsübliche Schmieröle können im Bereich von -60 bis $+250^{\circ}\text{C}$ eingesetzt werden, wobei die Viskosität eine entscheidende Rolle spielt.

Man sollte noch erwähnen, dass diese Fraktion auch großtechnisch im Vakuum abgetrennt wird, da sonst die Gefahr von Crackprozessen gegeben ist.

3.1.3 Rückstände

Die undestillierbaren Rückstände, auch Bitumen genannt, verwendet man als Anstrichstoffe, im Bautenschutz, als Vergussmasse, als Isoliermaterial und hauptsächlich im Straßenbau und als Dachpappe, wobei Zusätze die Langlebigkeit des Stoffes erhöhen.

Der Name leitet sich vom lateinischen Wort bitumen – Pech her.

3.2 Weiterbehandlung

Im Folgenden sollen die wichtigsten petrochemische Verfahren zur Weiterverarbeitung der Destillationsprodukte vorgestellt werden.

Zunächst werden an die Destillation Reinigungsprozesse angeschlossen:

– Unter Laugenwäsche versteht man das Entfernen vom organischen Säuren mit verdünnter Natriumhydroxid-Lösung. Dabei kommt es zu einer Umsetzung zu den wasserlöslichen Natriumsalzen der entsprechenden Carbonsäuren, die dann durch auswaschen abgetrennt werden. Daran anschließend trocknet man das gereinigte Produkt. Dieser Art der Reinigung werden Benzin-Fraktion und Mitteldestillat unterzogen [3].

– Bei der Entschwefelung soll jeglicher organisch gebundener Schwefel (Mercaptane) entfernt werden. Dazu verwendet man chemische Verfahren, bei denen die Mercaptane in Disulfide umgewandelt werden. Diese können im Treibstoff verbleiben, da sie bei der Verbrennung zu Schwefeldioxid werden. Eine andere Möglichkeit bietet die katalytische Hydrierung unter hohem Druck. Dabei entsteht Schwefelwasserstoff (Geruchsbelästigung), der leicht zu beseitigen ist.

– Die Entparaffinierung der Schmieröle ist notwendig, da die Paraffine ein Trübung nach sich ziehen und zu einem schlechten Fließverhalten führen. Darum verdünnt man die Öle mit organischen Lösungsmitteln (z. B. Toluol, Methylethylketon), in denen die Paraffine ein schlechtes Lösungsvermögen haben, so dass man die ausgefällten Paraffine einfach abfiltriert und daraus Kerzen und Bohnerwachs herstellt.

– Die Säure-Raffination zum Schluss soll die Alterung durch den hohen Anteil von olefinischen und aromatischen Kohlenwasserstoffen verhindern. Durch Zugabe von konzentrierter Schwefelsäure, kommt es zum einen zu einer katalytischen Wirkung bei der Polymerisation von ungesättigten Kohlenwasserstoffen und zum anderen dient sie als Lösungsmittel für schwefelhaltige Kohlenwasserstoffe. Anschließend wird neutralisiert und mit Bleicherde aufgehellt.

					Приложение А	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Neben der Reinigung spielen Crackprozesse eine wichtige Rolle in der Petrochemie, da so die nahezu wertlosen höhersiedenden Fraktionen nutzbar gemacht werden [2].

Unter Cracken versteht man dabei die Spaltung von größeren in kleinere Moleküle. Dies kann sowohl thermisch als auch katalytisch durchgeführt werden. Dabei kommt es zu einer Fragmentierung der hochsiedenden Anteile. Beim katalytischen Cracken verwendet man Zeolithe als Katalysatoren, die eine Spaltung fördern.

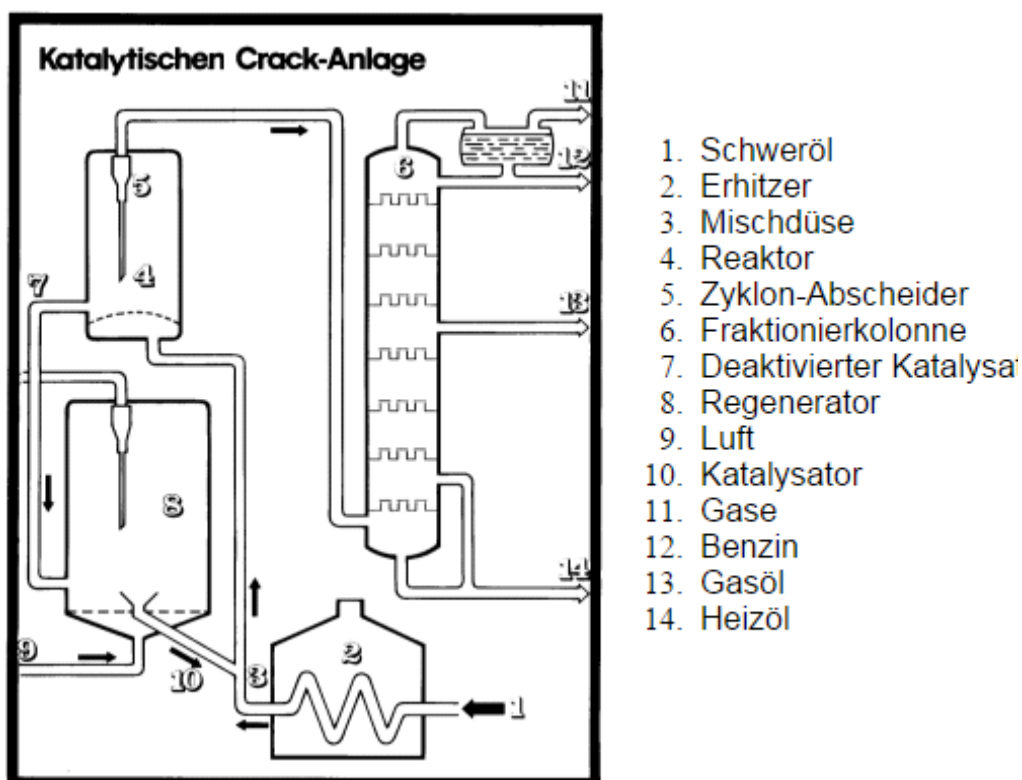
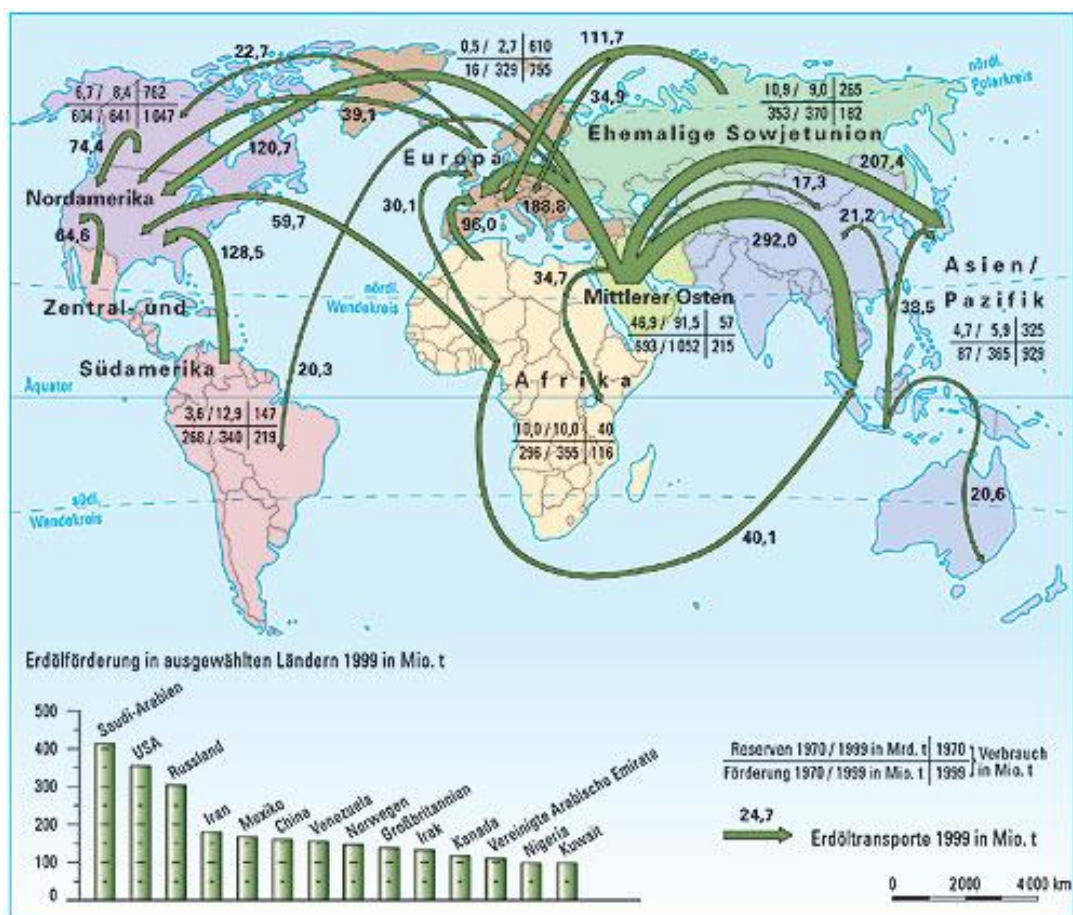


Abbildung 2 – schematische Darstellung einer Katalytischen Crack

4 Transport von Erdöl mittels Tanker oder Pipeline

Erdöl ist weltweit der wichtigste Energieträger. Das Öl muss von den meist entlegenen Lagerstätten und Fördergebieten zu den Verarbeitungszentren, den Raffinerien, transportiert werden. Hier wird es dann zu verkäuflichen Produkten, wie Heizöl oder Benzin verarbeitet. Der Transport der großen Erdölmengen erfolgt über Wasser durch Tankschiffe und über Land durch Pipelines. Dabei übernehmen die Tanker rund 3/5 der weltweiten Fördermenge (das entspricht knapp 2 Mrd. t Rohöl), die restlichen 2/5 werden durch Pipelines transportiert [5].



4.1 Transportmöglichkeit Tanker

Tanker sind Schiffe zum Transport von flüssigen Medien, wie z. B. Erdöl, Wasser oder Kraftstoff. Sie haben ein flaches Deck, welches außer der Brücke kaum Aufbauten besitzt. Zum Entleeren der Ladung haben die Schiffe Pumpen an Bord sowie einen Kran, der die notwendigen Transportschläuche, mit denen die Flüssigkeiten abgeleitet werden, zum Land transportiert. Öltanker werden speziell für den Erdöltransport gebaut. Ihr Antrieb erfolgt mittels einer schwerölbetriebenen Zweitakt-Dieselmotors mit Direktantrieb der Antriebswelle mit feststehendem Propeller. Das Rohöl wird bereits im erwärmten Zustand an Bord genommen und muss auch während der gesamten Fahrt weiter beheizt werden. Öltanker sind relativ langsame Schiffe mit einer Durchschnittsgeschwindigkeit von 15 Knoten (entspricht 28 km/h).

Die größten doppelwandigen Öltanker weltweit sind die Schwesternschiffe der Hellenpont Alhambra-Klasse. Sie haben jeweils eine Tragfähigkeit von rund 442.000 dwt, eine Länge von 380 m und sind 68 m breit. Sie wurden in Südkorea für eine

griechische Reederei erbaut und sind seit 2002 für verschiedene Unternehmen und Länder in Betrieb.

Ab einem Gesamtgewicht von 250.000 t spricht man von einem Supertanker. Die großen Schiffe sind zwar sehr lukrativ, bergen aber auch zahlreiche Probleme. So können sie wegen ihres Tiefgangs nur wenige Häfen anlaufen, sie sind zu breit für den Panama- und den Sueskanal und ihre Außenhülle ist anfällig für Risse. Tanker stellen eine große Gefahr für die Umwelt dar. Um die Folgen von Tankerunglücken zu minimieren, werden heute nur noch Tanker mit zwei Schiffshüllen gebaut.

4.2 Transportmöglichkeit Pipeline

Überlegungen zum Bau von Pipelines sind nicht neu. Schon Anfang des 17. Jahrhunderts wurden im österreichischen und bayerischen Alpenraum Soleleitungen von den Gewinnungs- zu den Siedestätten gebaut. Im Jahr 1665 schlug der damalige Universalgelehrte Athanasius Kircher den Bau einer bleiernen Rohrleitung zwischen einer Ölquelle und einer ewigen Flamme vor.

An der Kopfstation einer Erdölpipeline gibt es normalerweise ein Tanklager, das als Zwischenpuffer für die zu sendenden Erdölmengen fungiert, da der Abfluss eher langsam erfolgt: Bei Erdöl beträgt die Transportgeschwindigkeit typischerweise 3–5 km/h, also etwa Fußgängergeschwindigkeit. Bei den genannten Leitungslängen ergeben sich damit erhebliche Transportzeiten, die aber im Vergleich zu einem (oft vorangegangenen) Seetransport nicht negativ ins Gewicht fallen.

Das Erdöl wird durch Druck-Kreiselpumpen in Bewegung gesetzt, wobei angesichts der Rohrdurchmesser, der Distanzen und der Zähigkeit des Mediums Leistungen von mehreren 100 kW und mehrere hintereinander geschaltete Einzelpumpen benötigt werden.

Da es verschiedene Abnehmer und verschiedene Ölsorten gibt, muss die Trennung zwischen diesen verschiedenen Chargen gewährleistet sein. Dazu gibt es heute aufwändige Optimierungssoftware, die versucht, gleichzeitig möglichst ähnliche Chargen direkt hintereinander anzuordnen und die Wünsche der verschiedenen Abnehmer zu befriedigen. Wenn das gelingt, kann man sich zusätzliche Maßnahmen

					Приложение А	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

wie etwa Trennmolche ersparen und die geringfügige Vermischung der Chargen um die Übergangsstelle herum einfach in Kauf nehmen.

Durch ferngesteuerte Schieber kann der Inhalt nach Wunsch in Abzweigungen zu bestimmten Abnehmern längs der Leitung geschickt werden. Allgemein wird dieser laufende Pipelinebetrieb komplett von einer Fernsteuerzentrale ferngesteuert und - überwacht.

Obwohl die Entwicklung industrieller Pipelines kurz nach der ersten kommerziellen Ölbohrung durch Edwin Drake begann und damit eng mit der Förderung von Erdöl verknüpft war, wird die oben beschriebene Technik heute generell für Pipelines eingesetzt.

Gaspipelines weisen grundsätzlich eine ähnliche Technik auf, statt von Pumpstationen spricht man hier jedoch von Verdichterstationen, da durch die hohe Kompressibilität von Gas mit der Beaufschlagung von Druck (um den Strömungswiderstand zu überwinden) im Fall von Gas stets eine starke Vergrößerung der Dichte einhergeht. Gaspipelines haben durch eine gewisse Variationsmöglichkeit des Betriebsdrucks über ihr Volumen auch eine Speicherfunktion.

Der Transport von flüssigen wie auch gasförmigen Fluiden durch Rohre erfordert einen Pumpenergieaufwand gegen den energiefressenden Strömungswiderstand. Nur in besonderen Anwendungsfällen fließt ein Medium alleine schwerkraftgetrieben, typische Beispiele sind: Wasser aus der Quelle am Berg oder aus einem hochgelegenen Reservoir talwärts, Erd- oder Stadtgas (leichter als Luft) auch in Leitungen mit sehr geringem relativen Ausgangsdruck in hohe Häuser oder Stadtgebiete. Wird ein spezifisch schweres Medium über einen Berg gepumpt muss mehr als der der Höhendifferenz entsprechende hydrostatische Druck aufgewandt werden, der sich jedoch beim Hinunterströmen im Rohr wieder aufbaut. Um tiefliegende Leitungen dahinter vor Überbeanspruchung zu schützen, muss übermäßiger Druck durch Drosseln oder Druckregler abgebaut werden, wenn nicht – wie in Österreich um 2010 – Gefällekraftwerke in Pipelines eingebaut werden.

Der Transportenergieaufwand pro Entfernung steigt mit der Durchsatzrate in einem konkreten Rohr und sinkt mit dem Rohrdurchmesser (typisch 20–120 cm) bei

					Приложение А	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

festgelegtem Durchsatz. Ein Rohr mit größerem Durchmesser braucht für gleiche Druckfestigkeit auch eine größere Wandstärke und hat daher quadratisch höhere Materialkosten. Häufig werden zwei (oder mehr) Rohrstränge etwa gleichen Durchmessers verlegt, da bei einer Beschädigung, die lokal nur ein Rohr betrifft, das andere zur Durchleitung noch zur Verfügung steht. Während in Frühzeiten Pipeline-Pumpen (wie auch Ölförderpumpen) überwiegend durch Motore angetrieben wurden, die ihren Treibstoff der Pipeline entnahmen, kommen heute häufiger wartungsärmere Elektroantriebe zum Einsatz [5].

Eine langsame laminare Strömung benötigt besonders wenig Antriebsleistung, verursacht jedoch durch ein parabelförmiges Geschwindigkeitsprofil stärker die Vermischung hintereinander abgeschickter Produkte als ein turbulenter Transport mit eher plateauförmiger Geschwindigkeitsverteilung. Stärkere Wirbel in der Strömung fördern das erwünschte Mitnehmen von Staub und Körnern aus dem Rohr; Ablagerungen müssen per Molch oder durch einen hohen Durchfluss entfernt werden.

Pipelines sind Rohrleitungen, die über große Entfernungen verlegt werden. Sie dienen dem Transport von Flüssigkeiten (z. B. Erdöl) oder Gasen (z. B. Erdgas). Seit Beginn der Erdölförderung wurden Pipelines eingesetzt. Die erste baute man 1865 im US-Staat Pennsylvania. Pipelines bestehen aus Beton oder Stahl und können Durchmesser bis 122 cm besitzen. Die Verlegung erfolgt ober- oder unterirdisch. Zur erhöhten Sicherheit sind in die Leitungen Ventile eingebaut. Sie vermindern bei einem Rohrbruch die Austrittsmenge. Zur Beförderung des Erdöls wird durch Pumpen Druck aufgebaut. Je nach Gefälle werden an der Leitung in bestimmten Abständen Pumpstationen installiert. Im Schnitt bewegt sich das Erdöl mit einer Geschwindigkeit von 5 - 7 km/h und einer Temperatur von 60 - 80 °C durch die Leitungen. Die hohe Temperatur ist wichtig für die Viskosität (Zähflüssigkeit) des Rohöls, welche sich wiederum auf die Geschwindigkeit auswirkt.

Eine Besonderheit sind Offshore-Pipelines. Sie verlaufen am Meeresboden und sind durch dicke Betonschichten beschwert. Hierzu gehören z. B. die Algerien-Sizilien-Pipeline oder die Ekofisk-Emden-Pipeline. Offshore-Leitungen verbinden entweder zwei Landleitungen miteinander oder ein Offshore-Ölfeld (Ölplattform auf

					Приложение А	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Meer) mit dem Festland. Pipelines bieten viele Vorteile: Sie sind Tag und Nacht in Betrieb, umweltfreundlich und nicht vom Verkehr oder klimatischen Verhältnissen abhängig. Da sie sowohl Transportbehälter, -mittel und -weg in sich vereinigen, entfallen Verpackungskosten. Im Vergleich zu Tankern sind Unfälle mit Ölaustritt sehr selten. Ein großer Nachteil ist jedoch der Kostenfaktor bei der Anschaffung. Die Verlegung von 1 km Leitung kostet zwischen 0,5 - 1 Mio. Euro. Trotzdem kommen jährlich rund 25.000 km Leitung hinzu. Derzeit sind weltweit über 3 Mio. km Pipelines verlegt.

4.3 Transportrouten weltweit

Das Erdöl muss von den Lagerstätten zu den Verarbeitungs- und Verbrauchszentren transportiert werden. Die Fördergebiete liegen v. a. im Nahen und Mittleren Osten, im Kaspischen Raum, in der ehem. Sowjetunion einschließlich Sibirien, in Westafrika und Südamerika. Hauptabnehmer sind die westlichen Industrieländer. Zwischen den genannten Gebieten verlaufen die wichtigsten Routen.

größte Rohölexporture (2010):

- Saudi-Arabien (332,2 Mio. t/Jahr)
- Russland (280,5 Mio. t/Jahr)
- Nigeria (123,2 Mio. t/Jahr)

größte Rohölimporteure (2010):

- USA (456,1 Mio. t/Jahr)
- China (234,6 Mio. t/Jahr)
- Japan (180,4 Mio. t/Jahr)

Wichtige Tankerrouten verlaufen vom Nahen Osten v. a. nach Japan und den USA. Von Westafrika werden Westeuropa und die USA beliefert und von Nordafrika v. a. Westeuropa.

Zu den wichtigsten Pipelines gehört die Trans-Alaska-Pipeline in den USA. In Europa sind die Transalpine Ölleitung (TAL), die Nord-West-Ölleitung (NWO) und die Mitteleuropäische Rohölleitung (MERO) von Bedeutung. Sie versorgen auch den

					Приложение А	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

Nordwesten und Süden Deutschlands mit Rohöl. Die Raffinerien in Ostdeutschland werden von der russischen Ölleitung Drushba (Freundschaft) versorgt.

Beispiel: Trans-Alaska-Pipeline

Diese Erdölleitung befindet sich in Alaska/USA und verläuft von der Prudhoe Bay im Norden zum eisfreien Hafen Valdez am Prince William Sound im Süden. Sie wurde von 1975 - 77 gebaut und hat heute eine Länge von 1.288 km mit einem Rohrdurchmesser von 122 cm. Die Durchflussleistung beträgt 120 Mio. l/Tag, das entspricht knapp 84.000 Liter pro Minute. Die Rohre sind oberirdisch auf Stelzen verlegt, da sie über Dauerfrostboden verlaufen. Die aufgeheizten Leitungen würden sonst im Boden versinken. Die Pipeline überquert drei Bergketten und über 800 Flüsse und Bäche. Mit einem Kostenaufwand von rund 8 Mrd. \$ ist sie das bisher teuerste Pipelineprojekt der Welt.

Beispiel: Transalpine Ölleitung (TAL)

Die TAL verläuft von Triest nach Ingolstadt. Auf dem Weg dorthin muss das Rohöl von Meeresniveau über mehrere Pumpstationen über den Alpenkamm transportiert werden. 1967 wurde die Pipeline in Betrieb genommen. Sie hat eine Gesamtlänge von 759 km, wobei 454 km durch Deutschland verlaufen. Die Rohre haben einen Durchmesser von 100 cm und derzeit eine Kapazität von 37,0 Mio t/Jahr, 20102 wurden 34,5 Mio t befördert. Von Ingolstadt führt eine Rohrabzweigung nach Neustadt und eine nach Karlsruhe. Beide wurden bereits 1963 fertig gestellt.

Beispiel: Nord-West-Ölleitung (NWO)

Die NWO war die erste deutsche Rohölleitung. Sie wurde 1958 gebaut und hat eine Länge von 391 km. Die Pipeline verbindet die Tankeranlegestelle in Wilhelmshaven mit den Raffinerien im Emsland, im Ruhrgebiet und um Köln. Die Kapazität der Rohrleitung beträgt 15,5 Mio. t/Jahr.

Beispiel: Mitteleuropäische Rohölleitung (MERO)

Die MERO führt von Ingolstadt über Waidhaus nach Nelahozeves (Tschechische Republik) und wurde erst 1995 fertig gestellt. Die gesamte Länge beträgt 344 km, wovon 180 km durch Deutschland verlaufen. Die Rohre haben einen Durchmesser von 71 cm und eine Kapazität von 10 Mio. t/Jahr. Im Jahr 2007 betrug

					Приложение А	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

der Durchsatz (= tatsächlicher Durchlauf) nur 3,6 Mio m³, die Leitungen sind also noch lange nicht ausgelastet.

Beispiel: Die N.V. Rotterdam-Rijn Pijpleiding Maatschappij (RRP)

Die RPR wurde 1958 von mehreren Erdölgesellschaften gegründet und 1960 in Betrieb genommen. Sie dient dem Transport von Rohöl aus Tankern und Lagertanks im Europoort/Botlek-Gebiet in das Rhein-Ruhrgebiet. Auf der 323 km langen Strecke von Rotterdam nach Wesseling können 36 Mio t befördert werden.

Bestimmt sind noch nicht alle interessanten Aspekte abgearbeitet, die das Erdöl bietet. Trotzdem ist es gelungen die Gefahren dieses Industriezweigs klar darzustellen.

Industrie und Politik sollten gemeinsam daran arbeiten den Transport noch sicherer zu machen und noch mehr finanzielle Unterstützung der Forschungen in diesem Gebiet zu geben, um das negative Image des Umweltverschmutzers zu verändern und dafür die positiven Aspekte mehr zu betonen.

Literatur

1. Kaufmann G. Beschaffungsoptimierung eines Erdölraffineriebetriebs unter Berücksichtigung von Risiken: Dissertation zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktors der Wirtschafts- und Sozialwissenschaften/Hamburg.– 2000. – S. 212
2. Dr. Johannes Bösch, Dr. Georg Graf. Erdöl Ein Leitprogramm für die Chemie. Institut für Verhaltenswissenschaft. – 2003. – S. 61
3. Chemi in der Shule [Электронный ресурс]. URL: <http://www.chids.de> (дата обращения 25.03.2018)
4. Pausenhof [Электронный ресурс] URL: <http://www.pausenhof.de> (дата обращения 02.05.2018)
5. Klett.de [Электронный ресурс] URL: www2.klett.de (дата обращения 04.05.2018)